

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



**DISEÑO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE  
PARA UNA RESIDENCIA DE DOS NIVELES CON  
SISTEMA HIDRONEUMÁTICO Y ANÁLISIS  
COMPARATIVO DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA  
COMERCIAL Y PANELES SOLARES**

Trabajo de graduación en modalidad de Trabajo profesional presentado por:

José Roberto Enríquez Magaña

para optar por el grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

**Guatemala,**

**2013**



**DISEÑO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE  
PARA UNA RESIDENCIA DE DOS NIVELES CON  
SISTEMA HIDRONEUMÁTICO Y ANÁLISIS  
COMPARATIVO DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA  
COMERCIAL Y PANELES SOLARES**

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Civil



**DISEÑO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE  
PARA UNA RESIDENCIA DE DOS NIVELES CON  
SISTEMA HIDRONEUMÁTICO Y ANÁLISIS  
COMPARATIVO DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA  
COMERCIAL Y PANELES SOLARES**

Trabajo de graduación presentado por:

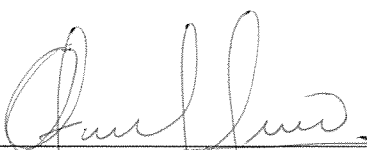
José Roberto Enríquez Magaña

para optar por el grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

Guatemala,

2013

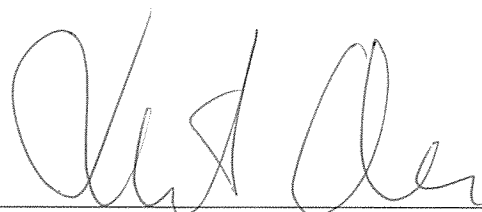
Vo. Bo. :

(f)  \_\_\_\_\_

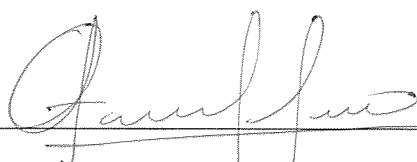
Ing. Otoniel Alejandro Echeverría Castellanos. Col. 11114

Asesor

Tribunal Examinador:

(f)  \_\_\_\_\_

Ing. Roberto Godo Levensen

(f)  \_\_\_\_\_

Ing. Otoniel Alejandro Echeverría Castellanos

(f)  \_\_\_\_\_

Ing. Manuel Eduardo Ruano

Fecha de aprobación: Guatemala 07 de noviembre de 2013

# PREFACIO

---

La motivación para realizar este trabajo se debe al interés de ofrecer una solución a la problemática de los altos niveles de contaminación en Guatemala, ya que esto causa desastres ecológicos como elevados niveles de dióxido de carbono, lluvia ácida, entre otros. Por lo que se propone una solución efectiva para la reducción y control de esta creciente contaminación debida a la creciente demanda energética.

En la realización de este trabajo se contó con la colaboración de procesos, metodologías de diseño prácticas y catálogos de equipos tanto fotovoltaicos como mecánicos para ser sometido a diferentes análisis. Esto permitió trabajar el tema de empresas interesadas en este estudio. La finalidad del trabajo es comprobar teóricamente que es viable la implementación de paneles solares para alimentar uno de los artefactos más demandantes de una residencia, la bomba de agua.

Agradezco a la Universidad del Valle de Guatemala, el apoyo brindado para la realización de este trabajo que busca una solución alternativa para resolver problemas tanto ecológicos como económicos.

Doy gracias a todas las personas, empresas y entidades que aportaron, colaboraron y formaron parte directa o indirectamente de este proyecto. Al Ingeniero Otoniel Echeverría Castellanos por el asesoramiento en este proyecto. También se agradece el apoyo brindado por el Ingeniero Roberto Godo para la realización y ejecución de este proyecto.

Muy especialmente agradezco a mi familia, por la oportunidad de llevar a cabo este proyecto el cual es parte crucial para alcanzar una de mis metas de vida, ser Ingeniero Civil.

# ÍNDICE GENERAL

---

<b>PREFACIO</b> .....	IV
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	XI
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	XIV
<b>LISTA DE GRÁFICAS</b> .....	XV
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	XVI
<b>GLOSARIO</b> .....	XVII
<b>RESUMEN</b> .....	XIX
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
A. <i>JUSTIFICACIÓN</i> .....	2
B. <i>OBJETIVOS</i> .....	3
1. GENERAL.....	3
2. ESPECÍFICOS.....	3
<b>II. MARCO CONCEPTUAL</b> .....	4
A. <i>SISTEMA DE BOMBEO</i> .....	4
1. ELEMENTOS TÍPICOS. ....	4
2. PROBLEMAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN. ....	4
3. ECUACIONES BÁSICAS.....	5
a. Ecuación de continuidad.....	5
b. Ecuación de la energía o ecuación de Bernoulli.....	5

<b>4.</b>	<b>CONCEPTOS DE CÁLCULO DE FLUJO EN TUBERÍAS.....</b>	<b>6</b>
a.	Ecuación de continuidad.....	6
b.	Pérdida de carga.....	7
c.	Bombas.....	8
<b>5.</b>	<b>LÍNEA PIEZOMÉTRICA Y LÍNEA DE ENERGÍA.....</b>	<b>8</b>
<b>6.</b>	<b>CURVAS CARACTERÍSTICAS.....</b>	<b>9</b>
<b>7.</b>	<b>CAVITACIÓN Y TRANSITORIOS.....</b>	<b>11</b>
a.	Cavitación.....	11
b.	Transitorios o golpe de Ariete.....	12
<b>8.</b>	<b>PÉRDIDAS DE CARGA EN TUBERÍAS.....</b>	<b>12</b>
a.	Pérdidas lineales.....	13
b.	Flujo laminar, turbulento y de transición.....	13
c.	Coefficiente de fricción.....	16
d.	Pérdidas menores.....	18
<b>9.</b>	<b>BREVE INTRODUCCIÓN A LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS.....</b>	<b>19</b>
a.	Curva característica.....	19
b.	Punto de operación.....	20
<b>10.</b>	<b>TANQUE DE PRESIÓN CONSTANTE.....</b>	<b>21</b>
<b>11.</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRONEUMÁTICO.....</b>	<b>21</b>
a.	Cálculo de demanda de los artefactos de plomería y caudal probable.....	22
b.	Cálculo del diámetro de los circuitos principales de tubería.....	24

c.	Calculo de Carga Dinámica Total (CDT).....	26
d.	Calculo de presión mínima del sistema. ....	28
e.	Cálculo de potencia de la bomba monofásica. ....	29
f.	Cálculo de volumen del tanque hidroneumático. ....	30
g.	Dimensionamiento de un tanque cisterna para abastecimiento del sistema hidroneumático a utilizar. ....	32
<b>B.</b>	<b><i>FUNDAMENTOS DE ENERGÍA SOLAR.</i></b> .....	<b>32</b>
<b>1.</b>	<b>APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR.</b> .....	<b>36</b>
a.	Captación térmica. ....	36
b.	Calentamiento de agua.....	36
c.	Captadores solares. ....	37
d.	Calefacción y aire acondicionado.....	39
e.	Energía termosolar.....	39
f.	Energía fotovoltaica.....	40
g.	Diferencia entre energía solar térmica y energía solar fotovoltaica. ....	42
<b>2.</b>	<b>RADIACIÓN SOLAR.</b> .....	<b>42</b>
a.	Ángulos del sol con respecto a la tierra. ....	44
<b>C.</b>	<b><i>SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR.</i></b> .....	<b>44</b>
<b>1.</b>	<b>ELEMENTOS DEL SISTEMA.</b> .....	<b>46</b>
<b>2.</b>	<b>DISEÑO DE SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.</b> .....	<b>46</b>
a.	Procedimiento de diseño del sistema fotovoltaico. ....	47
<b>3.</b>	<b>SELECCIÓN DE CONTROLADORES.</b> .....	<b>49</b>

<i>D.</i>	<i>ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.</i>	49
1.	PANEL FOTOVOLTAICO.	49
a.	Célula solar.	50
2.	MODELADO DEL PANEL SOLAR.	53
3.	INTERCONEXIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.	58
a.	Conexión de paneles en serie.	58
b.	Conexión de paneles en paralelo.	61
c.	Conexiones combinadas.	63
4.	MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA.	64
a.	Características de los motores de corriente continua.	64
<i>E.</i>	<i>ACOPLAMIENTO ÓPTIMO PARA OBTENER LA POTENCIA MÁXIMA.</i>	66
1.	POTENCIA SUMINISTRADA POR PANELES SOLARES.	67
2.	POTENCIA MÁXIMA EN FUNCION DE LA CORRIENTE.	67
3.	REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE POTENCIA.	68
4.	INSTALACIÓN DE BATERÍAS.	69
a.	Tipos de baterías.	71
<i>F.</i>	<i>PROCEDIMIENTO DE DISEÑO UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO.</i>	75
1.	GENERADOR FOTOVOLTAICO.	75
a.	Aspectos generales.	75

2.	CONSIDERACIONES PRELIMINARES.....	75
3.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES.....	75
4.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	79
a.	Aspectos generales. ....	79
5.	REGULADOR DE CARGA. ....	81
6.	INVERSOR DC/AC.....	81
<b>III.</b>	<b>MARCO PRÁCTICO .....</b>	<b>82</b>
A.	<i>DISEÑO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE PARA UNA RESIDENCIA PARTICULAR DE DOS NIVELES Y SUSTENTO DE ENERGÍA SOLAR.....</i>	<i>82</i>
1.	DISEÑO DE RED DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE PARA UNA RESIDENCIA TÍPICA. ....	82
2.	DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO.....	87
B.	<i>ANÁLISIS FINANCIERO. ....</i>	<i>88</i>
3.	DATOS GENERALES.....	88
4.	COSTO DEL SISTEMA TRADICIONAL CON ENERGÍA COMERCIAL. ....	90
5.	COSTO DEL SISTEMA ACCIONADO POR ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	91
6.	ANÁLISIS FINANCIERO MEDIANTE EL PUNTO DE EQUILIBRIO. ....	91
C.	<i>ALGORITMOS.....</i>	<i>94</i>

1.	ALGORITMO DE DISEÑO DE BOMBEO TRADICIONAL.....	94
2.	ALGORITMO DE DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	95
3.	ALGORITMO DE ANÁLISIS FINANCIERO ENTRE AMBOS PROYECTOS.....	96
<b>IV.</b>	<b>DISCUSIÓN.....</b>	<b>97</b>
<b>V.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>100</b>
<b>VI.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>101</b>
<b>VII.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>102</b>
<b>VIII.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>104</b>

# LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1. Nudo de tuberías. ....	7
Figura 2. Altura de elevación de una bomba.....	8
Figura 3. Líneas piezométrica y de energía. ....	9
Figura 4. Curva característica de un tramo de tubería. ....	10
Figura 5. Curva característica de la diferencia de alturas entre dos depósitos. ....	10
Figura 6. Resolución gráfica del caudal.....	10
Figura 7. Curva resistente entre dos depósitos.....	11
Figura 8. Resolución gráfica de un circuito con bomba.....	11
Figura 9. Perfil parabólico de velocidad de flujo laminar de Hagen-Poiseuille en una tubería de radio $a$ . ....	14
Figura 10. Diagrama 3D de Flujo de transición.....	14
Figura 11. Flujo turbulento en un fluido estático.....	15
Figura 12. Esquema típico de una bomba centrífuga.....	19
Figura 13. Curva característica de una bomba centrífuga.....	20
Figura 14. Punto de operación de una bomba.....	21
Figura 15. Ejemplo de inclinación de ondas de radiación. ....	34
Figura 16. Comparación de rotación solar en invierno y en verano. ....	34
Figura 17. Diagrama de trayectoria descrita por el sol diariamente. ....	35
Figura 18. Diagrama de componentes principales de una instalación aislada. ....	41
Figura 19. Diagrama de componentes principales de una instalación conectada a la red eléctrica.....	42

Figura 20. Esquema de sistema de bombeo solar. ....	45
Figura 21. Mapa solar del globo terráqueo. Indica mínimo de horas de luz solar útil. ....	47
Figura 22. Estructura estable del cristal de silicón formado por 5 átomos de silicio. ....	51
Figura 23. Diagrama de ambas placas de silicón instaladas. ....	52
Figura 24. Diagrama de ambas placas de silicón divididas por el campo eléctrico "estable". ....	52
Figura 25. Celda solar típica rectangular. ....	54
Figura 26. Celda solar típica cuadrada. ....	54
Figura 27. Aplicación de flux a la celda solar. ....	55
Figura 28. Interconexión de celdas en serie. ....	56
Figura 29. Interconexión de celdas solares en serie. ....	56
Figura 30. Interconexión de celdas solares para baterías de 12V. ....	57
Figura 31. Esquema de fuentes conectadas en serie con la misma polaridad. ....	59
Figura 32. Esquema de baterías en la misma dirección (en serie). ....	59
Figura 33. Conexión en serie de 2 baterías con polaridad opuesta. ....	60
Figura 34. Conexión en serie de 2 paneles solares de 24 celdas. ....	61
Figura 35. Diagrama de dos fuentes conectadas en paralelo. ....	62
Figura 36. Conexión en paralelo de 2 paneles solares de 24 celdas. ....	62
Figura 37. Conexión en paralelo de dos sistemas de dos paneles conectados en series. ....	63
Figura 38. Esquema del funcionamiento de un motor de DC elemental de dos polos. ....	65

Figura 39. Motor de corriente DC con rotor formado por tres polos (rotor tripolar). .....	65
Figura 40. Mapa de potencial solar. ....	78
Figura 41. Esquema para encontrar $\Delta h$ aproximado. ....	83
Figura 42. Regiones de Distribución por empresa Distribuidora.....	88

# LISTA DE TABLAS

---

Tabla 1. Rugosidad de las tuberías.....	18
Tabla 2. Unidades de gasto. ....	23
Tabla 3. Caudal probable o caudal pico en función de las unidades de flujo. ....	23
Tabla 4. Tabla de diámetros interno/externos en milímetros.....	25
Tabla 5. Tabla de diámetros interno/externos en pulgadas.....	26
Tabla 6. Factores de corrección de caudal en función a la presión.....	29
Tabla 7. Factores aproximados para encontrar el volumen de tanque mínimo. ....	31
Tabla 8. Cálculo de un tanque cisterna. ....	32
Tabla 9. Unidades de flujo del sistema. ....	82
Tabla 10. Plantas de tratamiento a cargo de AMSA. ....	85
Tabla 11. Promedio de dotación mínima para el año 2009.....	86
Tabla 12. Dotación mínima calculada.....	86
Tabla 13. Tabla de costos iniciales generales. ....	88
Tabla 14. Historial de TS y TNS desde mediados del 2008. (Q/kWh).....	89
Tabla 15. Tabla de costos iniciales para el sistema fotovoltaico. ....	91
Tabla 16. Flujo de caja y Valor Presente Acumulado de ambas opciones. ....	92

# LISTA DE GRÁFICAS

---

Gráfica 1. Diagrama de Moody.....	17
Gráfica 2. Isolíneas de radiación solar incidente atenuada. ....	48
Gráfica 3. Historial de Tasa Social Q/kWh.....	89
Gráfica 4. Historial de Tasa No Social Q/kWh.....	90
Gráfica 5. Comparación de Valor Presente Acumulado de ambas opciones. ....	93
Gráfica 6. Diferencial de VP entre ambas inversiones a lo largo del tiempo. ....	93

# LISTA DE SÍMBOLOS

---

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
<b>MSPAS</b>	Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social.
<b>ACS</b>	Agua caliente sanitaria.
<b>UPE</b>	Unidad de planificación estratégica.
<b>CEE</b>	Coefficiente de eficiencia energética
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>C<sub>p</sub></b>	Calor específico
<b>J</b>	Joul
<b>Kg</b>	Kilogramo
<b>kWh</b>	Kilowatt hora
<b>m<sup>2</sup></b>	Metros cuadrados
<b>ft<sup>2</sup></b>	Pies cuadrados
<b>m<sup>3</sup></b>	Metros cúbicos
<b>Q.</b>	Quetzal (moneda Guatemala)
<b>W</b>	Watt
<b>W/m<sup>2</sup> K</b>	Transmitancia
<b>°C</b>	Grados centígrados

# GLOSARIO

---

<b>Célula solar o fotovoltaica</b>	Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
<b>Célula de tecnología equivalente</b>	(CTE) Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
<b>Condiciones estándar de medida</b>	(CEM) Condiciones de irradiación y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares.
<b>Generador fotovoltaico</b>	Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
<b>Instalaciones fotovoltaicas</b>	(IFV) Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
<b>Interruptor de la interconexión</b>	(Contactor). Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
<b>Interruptor general</b>	Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica, de la red de la empresa distribuidora.
<b>Irradiación</b>	Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m <sup>2</sup>
<b>Irradiancia</b>	Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de

	superficie. Se mide en kW/seg/m <sup>2</sup> .
<b>Inversor</b>	Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
<b>Módulo o panel fotovoltaico</b>	Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
<b>Potencia nominal de sistema Fotovoltaico</b>	Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que interviene en las tres fases de la instalación, en condiciones nominales de funcionamiento.
<b>Potencia nominal del generador</b>	Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
<b>Potencia pico (Wp)</b>	Potencia máxima del panel fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM).
<b>Radiación solar</b>	Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
<b>Rama fotovoltaica</b>	Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

# RESUMEN

---

El presente trabajo de graduación, titulado *Diseño de abastecimiento de agua potable para una residencia de dos niveles con sistema hidroneumático y análisis comparativo de alimentación eléctrica comercial y paneles solares* consiste en la comparación financiera y ambiental de un sistema de bombeo para una residencia, alimentados por energía eléctrica comercial versus un sistema de bombeo alimentado por energía solar fotovoltaica. El mismo constará de dos partes: marco conceptual y marco práctico. En el marco conceptual se encontrarán términos que serán de utilidad para el análisis del trabajo. En el marco práctico se propone el diseño tanto de un sistema de agua potable como el sistema fotovoltaico que lo alimentará. Esto se hará considerando un caso hipotético en estudio, en el cual se establecen las características de la población a abastecer, la geometría de la residencia, entre otros factores.

El sistema energético tradicional utiliza la energía de la red pública, la cual es estable y, por lo tanto, es un elemento de juicio confiable. Este sistema tiene la ventaja de que brinda un buen servicio de picos de demanda y los servicios de transformación de voltaje y de corriente son de buena calidad. Sin embargo, su principal desventaja es que esta energía se considera “sucia”, ya que se genera quemando búnker, lo cual es dañino para el medio ambiente, ya que se emanan gases de efecto invernadero en el proceso.

Por otra parte, el sistema energético fotovoltaico ofrece energía limpia y confiable. Proviene de una fuente de energía inagotable. Además, es auto suficiente por lo que eventualmente puede implementarse en localidades donde la energía eléctrica tradicional no llega. Sin embargo, su instalación representa una alta inversión inicial y el suministro de energía fluctúa de acuerdo a la radiación solar en la zona. Esta requiere de grandes áreas para recolectarse y, debido a que la potencia entregada cambia en cuestión de segundos, no se puede garantizar el abastecimiento a picos de demanda muy elevados.

En el desarrollo de este trabajo se elaboró una comparación teórica utilizando paneles solares de prueba de una empresa privada que brinda la información del rendimiento de 8 paneles solares en la ciudad capital de Guatemala.

Previo a esto, se elaboró un algoritmo para diseñar la bomba necesaria para un proyecto cualquiera (residencia particular de dos niveles), así como el tipo y cantidad de paneles solares para alimentarla. También se despliega el tiempo estimado en el que la inversión inicial será retornada para analizar si el proyecto es viable.

Finalmente se formulan conclusiones y recomendaciones de acuerdo a los resultados obtenido de un cálculo de una residencia ejemplo.

# I. INTRODUCCIÓN

---

Por razones económicas, ambientales y políticas, es necesario buscar otras fuentes alternativas de energía que sean a la vez sostenibles, abundantes, limpias y que preserven el equilibrio ecológico.

El agua constituye un elemento natural indispensable para el desarrollo de la vida y de las actividades humanas. Resulta difícil imaginar cualquier tipo de actividad en la que no se la utilice. No obstante, en las residencias particulares de la Ciudad de Guatemala, la gran mayoría cuenta con sistemas de bombeo.

El problema se desvía ahora a las fuentes que alimentan estos sistemas. Si de las fuentes que alimentan estos sistemas se trata, Guatemala vive una crisis tanto energética como ambiental por lo que es necesaria la implementación de sistemas combinados para el abastecimiento auto sostenible de agua potable.

La energía solar, eólica y geotérmica son las opciones disponibles, pero la energía solar tiene una ventaja comparativa con respecto a las otras dos fuentes. Se pueden construir dispositivos solares de cualquier tamaño. Es del tipo modular, es decir, es posible suministrar a una residencia pequeña o bien ampliarse tanto como se pueda o desee para producir energía a gran escala. También brinda la posibilidad de llevar energía a las casas remotas, áreas protegidas o bien, lugares donde no pueden instalarse proyectos convencionales. Por ende este recurso podría electrificar el 100% de la energía demandada tanto en una residencia en particular, como una ciudad o país.

Además la energía solar es una excelente opción por las siguientes razones:

- El sol emite energía 24 horas al día, 365 días al año a nuestro planeta.
- Es prácticamente inagotable y gratuita.
- No es contaminante como el petróleo, carbón.
- No tiene desechos radioactivos como los reactores nucleares.
- Posee la menor relación vatio/área de la producción de energía renovable.

## **A. JUSTIFICACIÓN.**

La creciente demanda de agua potable para cubrir las necesidades básicas de la población presenta el problema de establecer un sistema de abastecimiento de la misma, que llegue a todas las comunidades (incluyendo las más retiradas) y tenga un bajo costo.

El sistema de abastecimiento por bombeo requiere de un alto consumo de energía eléctrica para su funcionamiento. Dicha energía generalmente es producto de quema de combustibles fósiles, el cual genera un alto grado de contaminación, más una mínima parte de energía hidroeléctrica. La importante alza en los precios de los combustibles fósiles ha ocasionado que esta opción se considere poco rentable.

Formas alternativas de alimentar las bombas para agua potable han sido desarrolladas para suplir la demanda de la población a un menor costo y de forma más amigable con el ambiente. Una de ellas es el sistema fotovoltaico, el cual utiliza la energía solar para el funcionamiento de la bomba.

A pesar de que las consideraciones anteriores son mencionadas en numerosas publicaciones, se requiere de demostraciones financieras que justifiquen la inversión inicial para implementar el sistema fotovoltaico. Por esta razón, el objetivo principal de este trabajo de graduación es llevar a cabo la comparación financiera entre un sistema de bombeo tradicional (accionado por energía suplida comercialmente) versus un sistema alimentado por energía solar.

## B. OBJETIVOS

### 1. GENERAL

Diseñar el sistema hidroneumático de abastecimiento de agua potable para una residencia de dos niveles y realizar el análisis comparativo de alimentación eléctrica comercial y paneles solares.

### 2. ESPECÍFICOS

- Diseñar un sistema hidroneumático de suministro de agua potable para una residencia de dos niveles.
- Determinar el sistema fotovoltaico capaz de alimentar el sistema hidroneumático previamente diseñado.
- Comparar los aspectos económicos y ambientales de los dos sistemas de alimentación.
- Generar un algoritmo que sirva de herramienta tanto para el diseño de un sistema hidroneumático de suministro de agua potable como para el diseño del sistema de alimentación fotovoltaico y la determinación de los costos respectivos.

## II. MARCO CONCEPTUAL

---

### A. SISTEMA DE BOMBEO.

Un sistema de bombeo consiste en un conjunto de elementos que permiten el transporte a través de tuberías y el almacenamiento temporal de fluidos, de forma que se cumplan las especificaciones de caudal y presión necesarias en los diferentes sistemas y procesos. Este trabajo se enfoca en bombeo residencial y se limitará los cálculos a fluidos newtonianos incompresibles.

**1. ELEMENTOS TÍPICOS.** En un sistema típico, además de las tuberías que enlazan los puntos de origen y destino, son necesarios otros elementos que proporcionan la energía necesaria para el transporte tales como bombas o impulsores. Además harán falta lugares de almacenamiento y depósitos de las dotaciones que demande la vivienda. Otros son elementos de regulación y control tales como: válvulas y equipos de medida.

**2. PROBLEMAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN.** La especificación básica que debe satisfacer un sistema de bombeo residencial es el transporte de un caudal de agua de un lugar a otro. Además, es necesario que el fluido llegue al destino con una cierta presión, y que el sistema permita un rango de variación tanto del caudal como de la presión.

El diseño de un sistema de bombeo consiste en el cálculo y/o selección de las tuberías, bombas, etc., que permitan cumplir las especificaciones de la forma más económica posible. De todas formas, aunque el costo suele ser una parte muy importante al final de un diseño, para que esté correctamente realizado es necesario contemplar otros aspectos como la seguridad, fiabilidad, facilidad de mantenimiento, impacto ambiental y otros factores humanos, que en muchos casos quedan fuera del ámbito del presente estudio.

En cuanto a la operación de un sistema de bombeo, hay que tener en cuenta los sistemas de regulación y control que permitan obtener el caudal y la presión deseados, así como los problemas de cavitación, inestabilidades y transitorios que se puedan producir.

**3. ECUACIONES BÁSICAS.** La resolución de la mayor parte de los problemas de la dinámica de fluidos utiliza las ecuaciones de continuidad y energía.

**a. Ecuación de continuidad.** En el caso de flujo en conductos, muchas veces se puede aceptar que el flujo es estacionario y que la velocidad es uniforme en una sección transversal. Para el cálculo se toma la velocidad media en cada sección, con la dirección del eje del conducto y perpendicular, por tanto, a la sección normal. La ecuación de continuidad entre dos secciones 1 y 2 de un conducto se reduce a lo siguiente:

$$\rho_1 S_1 V_1 = \rho_2 S_2 V_2$$

Donde:

- $\rho$  = densidad del fluido ( $\text{kg/m}^3$ ) ( $\text{lb}_m/\text{ft}^3$ ) ( $\text{slug}/\text{ft}^3$ )
- $S$  = Área transversal del conducto cerrado ( $\text{m}^2$ ) ( $\text{ft}^2$ )
- $V$  = Velocidad de flujo ( $\text{m}/\text{seg}$ ) ( $\text{ft}/\text{seg}$ )

En el caso de que el flujo sea incompresible, se tiene:

$$\rho_1 = \rho_2$$

La ecuación se simplifica a:

$$S_1 V_1 = S_2 V_2$$

**b. Ecuación de la energía o ecuación de Bernoulli.** El principio de Bernoulli, también denominado ecuación de Bernoulli o Trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un flujo laminar moviéndose a lo largo de una corriente de agua. Fue expuesto por Daniel Bernoulli en su obra Hidrodinámica (1738) y expresa que en un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- Cinética: es la energía debida a la velocidad que posee el fluido.
- Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud que un fluido posee.
- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

La siguiente ecuación conocida como "Ecuación de Bernoulli" (Trinomio de Bernoulli) consta de estos mismos términos (despreciando las pérdidas por rozamiento y los aportes de energía desde el exterior):

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2$$

El significado físico de los términos de esta ecuación es el siguiente:

- $\frac{P}{\rho g}$  = Fracción referente a la energía debida a la presión.
- $\frac{V^2}{2g}$  = Fracción referente a la energía cinética
- $z$  = Fracción referente a la energía potencial a una cierta altura respecto a un nivel de referencia.

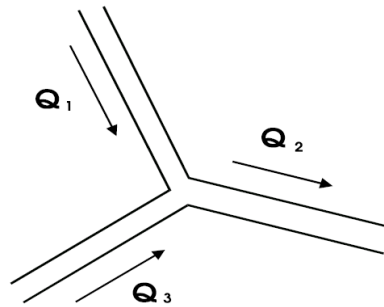
La suma de estos tres términos se conoce como la energía o altura del fluido en un punto  $H$ . Esta *altura* es una variable escalar, dependiente del punto considerado. El flujo siempre va del punto de mayor *altura* al de menor *altura*.

#### 4. CONCEPTOS DE CÁLCULO DE FLUJO EN TUBERÍAS.

**a. Ecuación de continuidad.** La ecuación de continuidad para flujo incompresible en una tubería se podría expresar diciendo que en un momento dado, el caudal en una tubería debe ser el mismo en toda su longitud.

Esto indica que en un nudo (conjunción de tuberías) tiene que entrar el mismo caudal que sale. Esto permite definir una ecuación para los nudos.

**Figura 1. Nudo de tuberías.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

Si se define un signo para los caudales (positivo si es saliente y negativo si es entrante, por ejemplo), la ecuación sería:

$$\sum Q = 0$$

**b. Pérdida de carga.** La pérdida de energía por rozamiento a lo largo de una tubería depende fundamentalmente del cuadrado del caudal:

$$h_p = kQ^2$$

La constante  $k$  se conoce como el coeficiente de resistencia de la tubería. Depende de la longitud, del diámetro, de la viscosidad, de la rugosidad y también del caudal, lo que la convierte en un coeficiente variable.

Esta ecuación fue adaptada en el siglo XIX por el francés Gaspard de Prony. Posteriormente modificada por el francés Henry Darcy. En 1845 fue refinada por el alemán Julius Weisbach. Denominada actualmente como ecuación de Darcy-Weisbach:

$$hf = f \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = f \frac{8 \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5}$$

Donde:

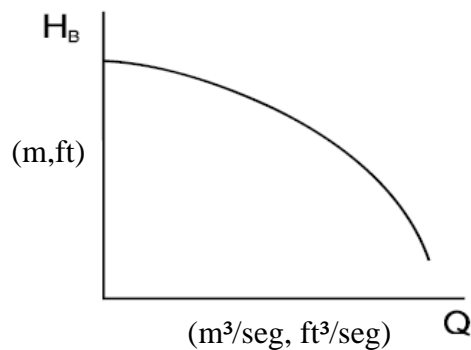
- $hf$  = pérdidas de carga por fricción (m)
- $f$  = factor de fricción de Darcy (adimensional)
- $L$  = longitud de la tubería (m)

- $D$  = diámetro de la tubería (m)
- $V$  = velocidad media del fluido (m/seg)
- $g$  = aceleración de la gravedad (m/seg<sup>2</sup>)
- $Q$  = caudal (m<sup>3</sup>/seg)

$f$  es un coeficiente de fricción  $f$  determinado experimentalmente tiene en cuenta las características de la tubería. Este depende del tipo de flujo que exista en la tubería, el diámetro y la rugosidad relativa de la misma.

**c. Bombas.** Las bombas son los elementos que aportan energía para vencer las pérdidas de carga y la diferencia de alturas entre dos puntos. Fuerzan al fluido a circular en un determinado sentido.

**Figura 2. Altura de elevación de una bomba.**

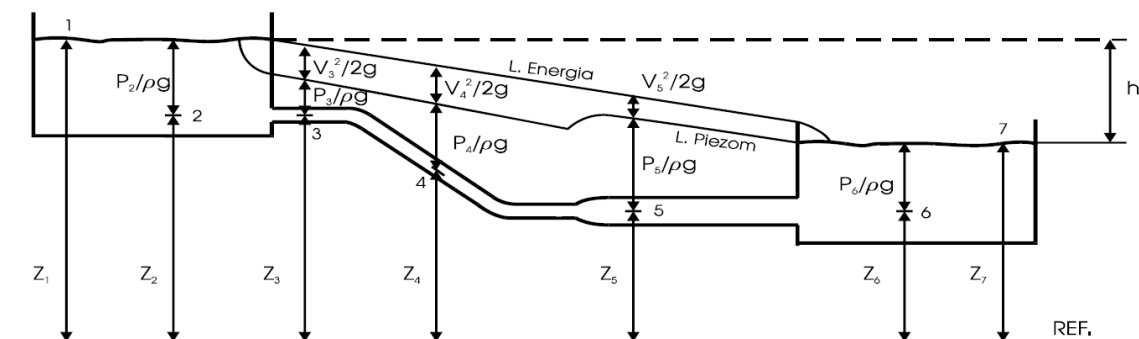


(Sistemas de Bombeo, 1994)

Las bombas más utilizadas en los sistemas de bombeo convencionales son las centrífugas y las sumergibles. Estas bombas pueden impulsar un caudal mayor a medida que disminuye la resistencia o diferencia de altura que deben vencer.

**5. LÍNEA PIEZOMÉTRICA Y LÍNEA DE ENERGÍA.** Esta es la representación gráfica de la ecuación de la energía al incluir las pérdidas de carga por fricción.

Figura 3. Líneas piezométrica y de energía.



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

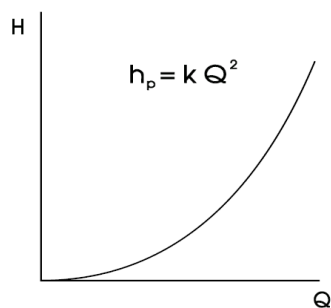
El punto 1 no tiene velocidad y está a presión atmosférica (es decir, presión relativa cero). Por tanto, su altura está definida por su cota geométrica. Si se desciende a una cierta profundidad -punto 2- parte de la energía potencial se transforma en energía de presión. Al adquirir una velocidad -punto 3- aparece el término de energía cinética. En el punto 4 ha disminuido la altura total debido a las pérdidas por rozamiento. Como la sección de la tubería es la misma que en 3, la velocidad se mantiene. Al aumentar la sección -punto 5- la velocidad disminuye, y con ella la energía cinética. La entrada en el depósito provoca la pérdida de la energía cinética que había en ese momento en la tubería. La disminución total de altura, las pérdidas por rozamiento y las pérdidas puntuales, constituyen la pérdida de carga,  $h_p$ .

La línea que une las alturas totales de todos los puntos se conoce como línea de energía. La suma de la energía potencial y la energía de presión en un punto se denomina altura piezométrica. La línea que une las alturas piezométrica de todos los puntos recibe el nombre de línea piezométrica.

**6. CURVAS CARACTERÍSTICAS.** Una forma de visualizar fácilmente el funcionamiento de un sistema de tuberías es utilizando las curvas características a manera de resolver de forma gráfica las ecuaciones que definen un determinado problema.

Se llama curva característica a la línea que define la variación de la altura con el caudal en un elemento de un sistema. La curva característica de un tramo de tubería viene definida por la parábola  $h_p = k Q^2$ .

**Figura 4. Curva característica de un tramo de tubería.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

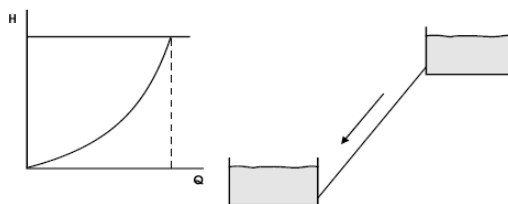
La conjunción de la curva de un sistema sencillo permite solucionarlo gráficamente. Así, si se combina la curva anterior con la correspondiente a dos depósitos situados a diferente altura, se obtiene el caudal que circula por la tubería entre ambos depósitos.

**Figura 5. Curva característica de la diferencia de alturas entre dos depósitos.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

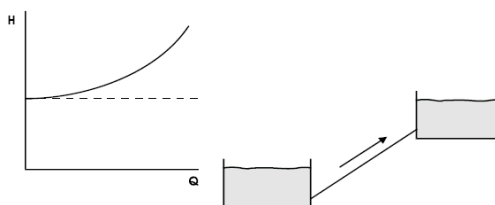
**Figura 6. Resolución gráfica del caudal.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

Si se quiere elevar el fluido del depósito inferior al superior, hay que vencer la pérdida de carga en la tubería y la diferencia de altura. En este caso, la curva característica será la suma de las alturas de ambas.

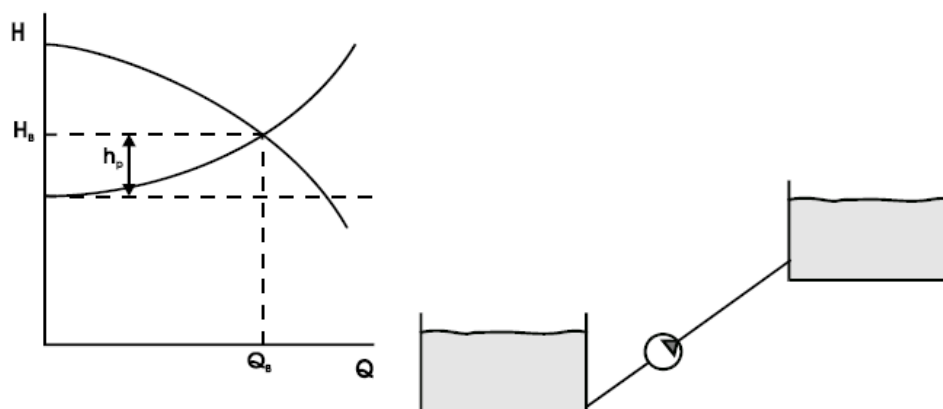
**Figura 7. Curva resistente entre dos depósitos.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

Si la energía necesaria para esta impulsión es proporcionada por una bomba, el punto de funcionamiento de la misma viene dado por el corte de las dos curvas, la de la bomba y la del circuito. Se obtiene de esta forma el caudal circulante, la altura que está proporcionando la bomba y la pérdida de carga.

**Figura 8. Resolución gráfica de un circuito con bomba.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

**7. CAVITACIÓN Y TRANSITORIOS.** Estos fenómenos se estudiarán posteriormente, pero su importancia hace necesaria una breve explicación que complete la idea general expuesta hasta el momento.

**a. Cavitación.** La cavitación constituye un fenómeno importante en la selección y operación de bombas, válvulas y otros equipos de control. Puede provocar un mal funcionamiento de la instalación y el deterioro de los elementos mecánicos, dando lugar a costosas reparaciones.

La cavitación se produce cuando en algún punto la presión del fluido desciende por debajo de la presión de vapor, formándose entonces burbujas de vapor por ebullición. Las bajas presiones en el centro de los vórtices, combinadas con la depresión de la separación, pueden causar la aparición de burbujas de vapor. Cuando estas burbujas se ven afectadas por una presión superior, se vuelven inestables y colapsan violentamente. Esto provoca ruido, vibraciones y erosión. Una fuerte cavitación reduce el rendimiento de los equipos hidráulicos, pero incluso una cavitación en fase incipiente puede, con el tiempo, llegar a erosionar seriamente las superficies metálicas.

**b. Transitorios o golpe de Ariete.** Los transitorios tienen lugar cuando se ponen en funcionamiento o paran las bombas de una instalación por ejemplo, al abrir y cerrar válvulas, en los procesos de llenado y vaciado de tuberías, siempre que se produce una variación brusca en la velocidad del fluido.

La fuerza necesaria para disipar la cantidad de movimiento de un líquido al disminuir su velocidad causa un aumento de presión que se transmite por las tuberías con la velocidad de propagación de las ondas en el fluido correspondiente. La magnitud del incremento de presión depende de la rapidez del cambio y de la velocidad de la onda. Por ejemplo, si se tiene agua circulando por una tubería de acero, una disminución brusca de su velocidad de 1 m/seg provoca un aumento de presión de unos 10 bar. Dadas las velocidades usuales en instalaciones de bombeo que pueden llegar hasta 5 m/seg, la interrupción brusca del flujo puede causar sobrepresiones excesivas.

De la misma forma, las ondas de depresión, debidas a las aperturas de las válvulas o a los rebotes en depósitos de ondas de sobrepresión, pueden alcanzar valores muy próximos al vacío absoluto. Bajo estas condiciones se produce cavitación, e incluso hay riesgo de colapso de las tuberías y o de las bombas.

**8. PÉRDIDAS DE CARGA EN TUBERÍAS.** Previo a analizar los sistemas de bombeo, se presentaran los cálculos básicos para perdidas carga en tuberías. Las principales variables que influyen en el diseño de un sistema de bombeo son la pérdida de carga, el caudal (o velocidad) y el diámetro.

**a. Pérdidas lineales.** Las pérdidas lineales, como ya se había mencionado, son las producidas por el rozamiento del fluido con las paredes de la tubería. La pérdida de carga se expresa mediante la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$hf = f \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = f \frac{8 \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5}$$

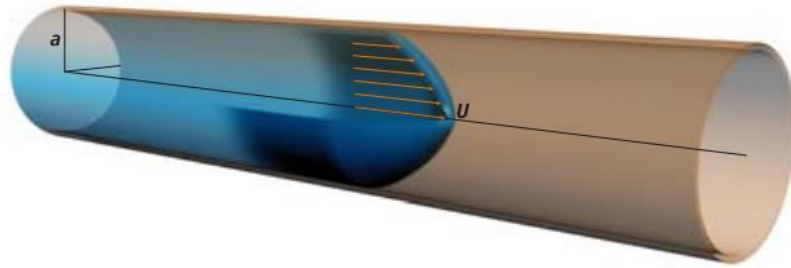
Donde:

- $hf$  = pérdidas de carga por fricción (m)
- $f$  = factor de fricción de Darcy (adimensional)
- $L$  = longitud de la tubería (m)
- $D$  = diámetro de la tubería (m)
- $V$  = velocidad media del fluido (m/seg)
- $g$  = aceleración de la gravedad (m/seg<sup>2</sup>)
- $Q$  = caudal (m<sup>3</sup>/seg)

El coeficiente de fricción  $f$  determinado experimentalmente tiene en cuenta las características de la tubería. Este depende del tipo de flujo que exista en la tubería, el diámetro y la rugosidad relativa de la misma.

**b. Flujo laminar, turbulento y de transición.** En una tubería que transporta un muy bajo caudal existe un flujo de partículas. Analizando con detalle el movimiento de estas partículas, es notable que las del centro alcanzan una mayor velocidad que las partículas tocando las paredes de la tubería, formando el denominado perfil parabólico de velocidad de flujo de Hagen-Poiseuille. A este estado de flujo se le denomina Flujo Laminar. En la Figura 9, las flechas indican el sentido y magnitud de la velocidad del fluido.

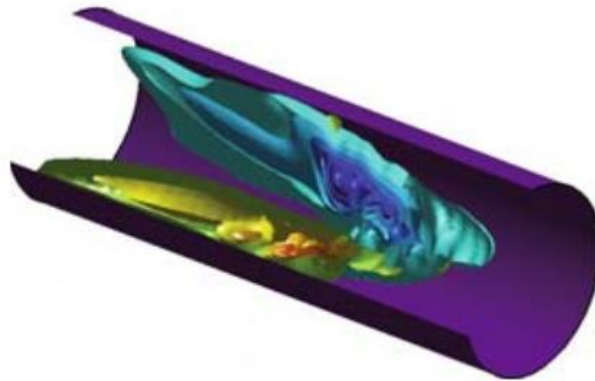
**Figura 9. Perfil parabólico de velocidad de flujo laminar de Hagen-Poiseuille en una tubería de radio  $a$ .**



(Meseguer & Mellibocsky, 2010)

A medida que la velocidad del flujo o el caudal aumentan, las partículas empiezas a colisionar unas con otras adquiriendo movimientos desordenados. A este estado del flujo se le denomina Flujo de Transición.

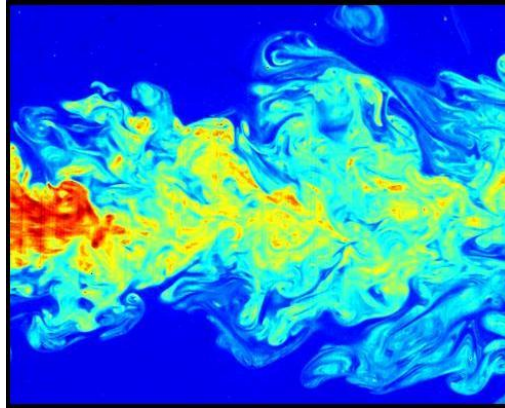
**Figura 10. Diagrama 3D de Flujo de transición.**



(Meseguer & Mellibocsky, 2010)

Si se aumenta aún más la velocidad del flujo o el caudal, se alcanzará el Flujo Turbulento. En este estado del flujo las partículas fluctúan tridimensionalmente a lo largo de la tubería, lo que da lugar a un fuerte intercambio de masa, cantidad de movimiento y energía en el fluido.

Figura 11. Flujo turbulento en un fluido estático.



(Meseguer & Mellibocsky, 2010)

Osborne Reynolds formuló una ecuación en 1883 que relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en forma de una expresión adimensional denominada número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{V \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu}$$

Donde:

- $Q$  = caudal ( $\text{m}^3/\text{seg}$ )
- $V$  = velocidad ( $\text{m}/\text{seg}$ )
- $\mu$  = viscosidad dinámica [ $\text{kg}/(\text{m} \cdot \text{seg})$ ]
- $\rho$  = densidad ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
- $\nu$  = viscosidad cinemática ( $\text{m}^2/\text{seg}$ )

Con este número, Reynolds fue capaz de delimitar rangos en los que se presentan los tres diferentes estados del flujo:

- $Re < 2,000 \rightarrow$  Flujo Laminar: el flujo es cuasi estático y se comporta como si estuviera formado por láminas delgadas.
- $2,000 < Re < 4,000 \rightarrow$  Flujo de Transición: el flujo pierde estabilidad y empieza a mostrar flujo desordenado.
- $4,000 < Re \rightarrow$  Flujo Turbulento: el flujo adquiere un comportamiento impredecible en tres dimensiones.

**c. Coeficiente de fricción.** La fórmula de Darcy-Weisbach también es válida para flujo laminar utilizando un coeficiente de fricción definido de la manera siguiente:

$$f = \frac{64}{Re}$$

En la zona de transición no es posible obtener una expresión válida para las pérdidas de carga lineales.

Cuando el flujo es turbulento, el valor del coeficiente  $f$  va a depender de dos parámetros: el número de Reynolds y la rugosidad relativa  $\varepsilon/D$  que se define como la rugosidad absoluta dividida entre el diámetro. Von Kármán y Prandtl pusieron de relieve que el coeficiente de fricción  $f$  depende de uno y otro parámetro en función de la relación entre el espesor de la subcapa límite laminar y la rugosidad. La subcapa límite laminar es la zona inferior de la capa límite, donde las fuerzas viscosas aumentan tanto -debido al gradiente de velocidad- que el flujo es laminar en esa pequeña zona.

Cuando el espesor de la subcapa límite laminar es grande respecto a la rugosidad, la tubería puede considerarse lisa y el coeficiente de fricción sólo depende del número de Reynolds ( $Re$ ):

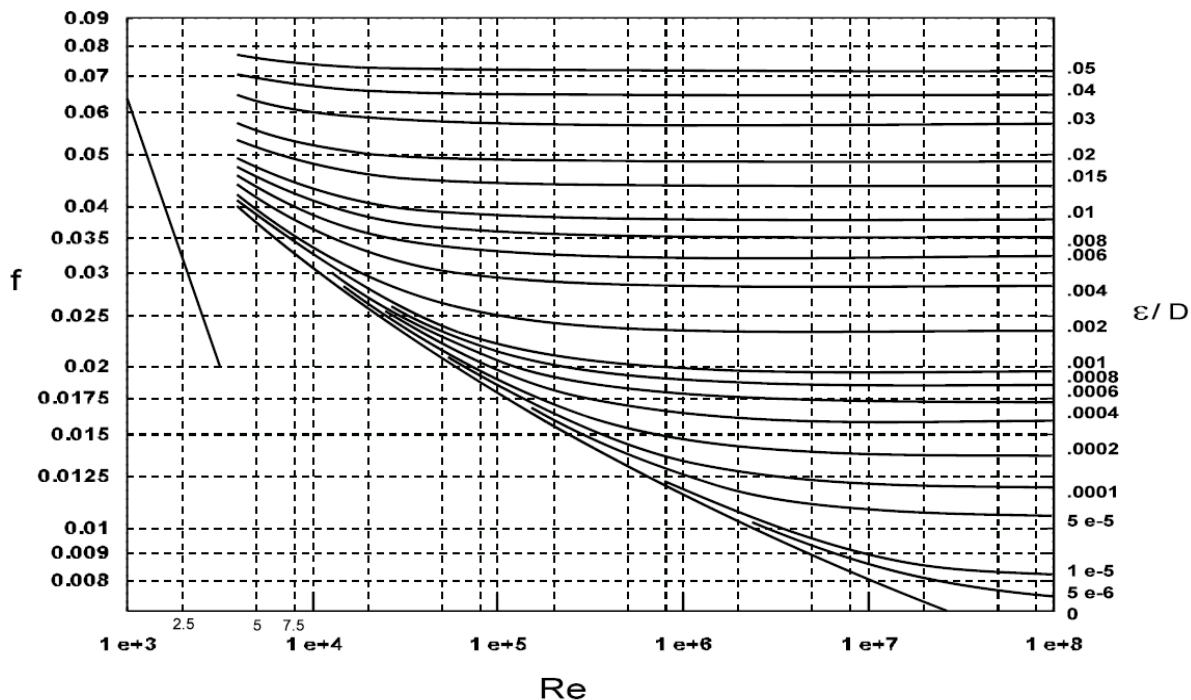
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left( \frac{Re \sqrt{f}}{2.51} \right)$$

Si aumenta mucho el número de Reynolds, la importancia de la subcapa disminuye frente a la rugosidad. El coeficiente de fricción depende sólo de la rugosidad relativa ( $\varepsilon/D$ ):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left( 3.7 \frac{D}{\varepsilon} \right)$$

En este caso, se dice que el régimen es *turbulento completamente desarrollado*.

Gráfica 1. Diagrama de Moody.



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

El diagrama de Moody es la representación gráfica en escala doblemente logarítmica del factor de fricción en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de una tubería. Se usa para encontrar el coeficiente de fricción  $f$  para la ecuación de Darcy-Weisbach.

Colebrook y White combinaron las leyes de Von Kármán y Prandtl obteniendo una expresión que puede aplicarse en todo el régimen turbulento:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 D} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right)$$

Esta expresión tiene el inconveniente de que el coeficiente de fricción  $f$  no aparece de forma explícita, y es necesario iterar para poder obtenerla.

Con la expresión de Colebrook-White, Moody desarrolló el diagrama que lleva su nombre (Gráfica 1). Es una forma rápida de determinar el coeficiente de fricción gráficamente. También se han desarrollado expresiones para obtener el coeficiente de fricción de forma explícita, y se ajustan relativamente bien a la de Colebrook-White:

**Moody:**

$$f = 0.0055 \times \sqrt[3]{1 + \left(2000 \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re}\right)}$$

**Barr:**

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 D} + \frac{2.51286}{Re^{0.89}} \right)$$

La rugosidad de la tubería es el parámetro crítico. Si es posible, debe obtenerse información del fabricante. Unos valores orientativos se dan en la siguiente tabla.

**Tabla 1. Rugosidad de las tuberías.**

Material	Rugosidad $\varepsilon$ (m)
Acero comercial	3.E-05 - 1.E-04
Plástico, Cobre	6.E-06 - 3.E-03
Hormigón	3.E-04 - 3.E-03
Hierro fundido	8.E-05 - 5.E-04
Hierro galvanizado	1.E-04 - 2.E-04

(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

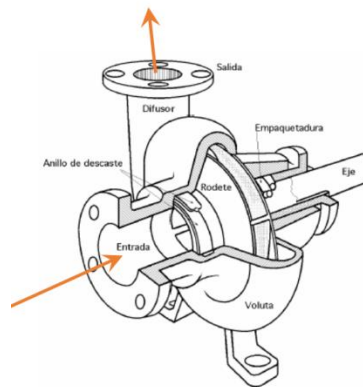
Téngase en cuenta que la rugosidad puede variar de forma importante con el tiempo, por ejemplo en el caso de que la tubería se vaya degradando o el fluido transporte suciedad o solutos que vayan sedimentando y solidificándose en las paredes. Un caso típico son las aguas duras ricas en carbonatos, correspondientes a zonas geológicamente calcáreas.

**d. Pérdidas menores.** Es común que los elementos que controlan la dirección o el flujo volumétrico del fluido en un sistema tales como las válvulas y accesorios generen turbulencia local en éste, lo que ocasiona que la energía se disipe en forma de calor. Siempre que hay una restricción: por ejemplo, un cambio en la velocidad o dirección del flujo, hay pérdidas de ese tipo. En un sistema grande la magnitud de las pérdidas por las válvulas y accesorios, por lo general es pequeña en comparación con las

pérdidas por fricción en las tuberías. Por tanto, dichas pérdidas reciben el nombre de pérdidas menores.

**9. BREVE INTRODUCCIÓN A LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS.** El sistema de funcionamiento es bastante se describe a continuación: El fluido entra en la bomba a través del ojo del impulsor que gira a alta velocidad. El fluido se acelera radialmente hacia fuera. Este aumento en la velocidad provoca un decremento de la presión, es decir, se crea un vacío en el ojo del impulsor que continuamente atrae a más fluido a la bomba.

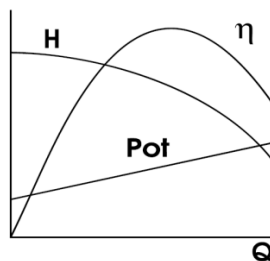
**Figura 12. Esquema típico de una bomba centrífuga.**



(Viedma, 2004)

**a. Curva característica.** La altura de elevación de una bomba rotodinámica depende fundamentalmente del caudal que circula por ella, lo que quiere decir que va a estar definida por su acoplamiento con el sistema. Si se considera la bomba de forma aislada, la curva que representa la altura proporcionada por la bomba en función del caudal se llama curva característica.

**Figura 13. Curva característica de una bomba centrífuga.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

La pendiente de la curva es negativa, lo que quiere decir que cuanto mayor sea la altura que el sistema exija, menor es el caudal que la bomba puede proporcionar.

La potencia requerida por la bomba también depende del caudal. Tiende a aumentar con él en las bombas centrífugas.

La potencia hidráulica, es decir, la suministrada por la bomba al fluido es:

$$Pot_H = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

y el rendimiento de la bomba viene definido por:

$$\eta_B = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{Pot_B}$$

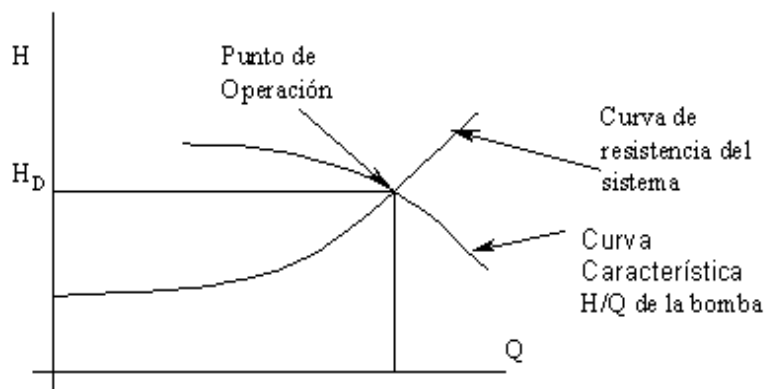
Donde:

- $Pot_B$ : es la potencia que consume la bomba.

El rendimiento es máximo en el punto llamado de diseño de la bomba, y disminuye tanto para caudales superiores como inferiores. Normalmente, tanto la potencia como el rendimiento se refieren únicamente a la bomba, sin tener en cuenta el motor que se utiliza para accionarla. Los valores máximos de rendimiento se encuentran entre el 80 y el 85%.

**b. Punto de operación.** El punto de operación es el punto de intersección de la curva de resistencia del sistema y la curva característica cabeza/descarga (H/Q) de la bomba, graficadas en el mismo sistema de coordenadas H vs. Q como se muestra en la Figura 14.

**Figura 14. Punto de operación de una bomba.**



(Velarde, Fernández, & Blanco, 1994)

**10. TANQUE DE PRESIÓN CONSTANTE.** Los tanques que utilizan agua y aire a presión se conocen como tanques hidroneumáticos, o tanques de presión. El aire comprimido se utiliza en estos tanques como un búfer o cojín que permite un aumento libre de proceso de entrega. Hay tres funciones en los tanques hidroneumáticos. La primera es parte de un sistema de entrega de agua fijado para suministrar agua en un intervalo de presión predefinido. La segunda utiliza el ajuste de presión para controlar que una bomba no encienda con demasiada frecuencia. La tercera es para regular o bajar los picos de presión, como un protector contra sobretensiones de energía.

**11. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRONEUMÁTICO.** Para lograr un diseño aceptable del sistema de bombeo para una residencia, se deben considerar los términos previamente descritos, pero se hará uso de métodos y ecuaciones simplificadas usadas ampliamente en la práctica. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Cálculo de demanda de los artefactos de plomería y caudal probable.
- Cálculo del diámetro de los circuitos principales de tubería.
- Cálculo de Carga Dinámica Total (CDT).
- Cálculo de presión mínima del sistema.
- Cálculo de potencia de la bomba monofásica.
- Cálculo de volumen del tanque de presión constante.

**a. Cálculo de demanda de los artefactos de plomería y caudal probable.** El diseño del sistema hidroneumático residencial estará regido por el número y tipo de artefactos que se tengan. Se debe calcular la demanda total de los artefactos del sistema y posteriormente encontrar el caudal probable del mismo. Para ello recurrimos al método de Hunter.

**Método de Hunter (número de unidades de gastos):**

El método de Hunter se elige puesto que es el más aplicable a residencias de dos niveles y, según profesionales del diseño de sistemas de bombeo, este método es el más confiable puesto que no presenta problemas de fluctuaciones de presión perceptibles por los usuarios. Según este método, a cada pieza sanitaria se le asigna un factor de acuerdo con su uso y tipo. Este factor es llamado número de unidad de gasto o Unidad de Flujo. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Se ubican los artefactos de plomería en la Tabla 2 para obtener el valor de unidad de flujo que le corresponde a diversas piezas sanitarias a 24.5 m.c.a (35 psi).
- Se realiza una sumatoria del producto del valor de unidad de flujo por la cantidad de artefactos en la residencia (ambos niveles).

$$\sum (\text{tipo de artefacto} \times \text{valor de unidad de flujo individual})$$

- Se ubica el número obtenido en la Tabla 3 para obtener el caudal probable o caudal pico que le corresponde. Este resultado será el caudal de demanda de la residencia.

**Tabla 2. Unidades de gasto.**

Tipo de artefacto	Valor de unidad de flujo con una presión de entrada de 35 psi
Dispensador enfriado	1
Lavatrastos de ½"	3
Lavatrastos de ¾"	7
Lavatrastos automatico	5
Lavamanos de ½"	4
Pila ½" (o chorro)	3
Pila ¾" (o chorro)	7
Ducha	4
Lavamanos de servicio de ½"	3
Lavamanos de servicio de ¾"	7
Inodoro con fluxómetro (antiguo)	35
Inodoro con fluxómetro (moderno)	12
Inodoro tipo tanque	3
Lavadora de ropa ½"	6
Lavadora de ropa ¾"	12
Videt	4

(Wisconsin Technical Data, 2013)

**Tabla 3. Caudal probable o caudal pico en función de las unidades de flujo.**

TABLA DE CONVERSION - UNIDAD DE FLUJO (U.F.)		
Unidad de Flujo (U.F.)	Caudal Probable (GPM)	Caudal Probable (m3/seg)
10	10	6.3091E-04
20	18	1.1356E-03
25	20	1.2618E-03
40	21	1.3249E-03
50	22	1.3880E-03
75	23	1.4511E-03
100	24	1.5142E-03
125	26	1.6404E-03
150	28	1.7666E-03
200	30	1.8927E-03
250	33	2.0820E-03
300	37	2.3344E-03
350	39	2.4606E-03
400	42	2.6498E-03
450	44	2.7760E-03
500	46	2.9022E-03

(Wisconsin Technical Data, 2013)

Consideraciones:

El cálculo del caudal dependerá, en este caso, del número y tipo de artefactos y equipos instalados y del probable uso simultáneo de los mismos.

**b. Cálculo del diámetro de los circuitos principales de tubería.** Existen varios métodos para el dimensionamiento de estos diámetros que cuentan con un alto grado de complejidad y arrojan valores bastante exactos. Sin embargo, en la práctica se ha optado por formas aproximadas de dimensionar la tubería. Este método determina el diámetro de tubería que cumple con los rangos de velocidades mínimas recomendadas por el INFOM (Instituto de Fomento Municipal) y UNEPAR (Unidad Ejecutora del Programa de Acueductos Rurales) (INFOM - UNEPAR, 1997). El documento indica en el inciso 4.5.4 una velocidad mínima de 0.6 así como una velocidad máxima de 2.0 m/seg expresada en el inciso 4.8.1 (min.=1.97 – max.=5.56 ft/seg). La fórmula a aplicar en el sistema internacional es la siguiente:

$$\phi = 30,532\sqrt{Q}$$

Donde:

- $\phi$  = diámetro de tubería (mm)
- $Q$  = caudal (m<sup>3</sup>/seg)

La fórmula a aplicar en el sistema inglés es la siguiente:

$$\phi = \sqrt{\frac{Q \cdot 0.4086}{6}}$$

Donde:

- $\phi$  = diámetro de tubería (pulg)
- $Q$  = caudal (GPM)

Nota: La tabla de velocidades y pérdidas por fricción de tubos en función del caudal puede encontrarse en los anexos.

Se debe realizar un chequeo de la velocidad para asegurar que se esté dentro del rango permisible. Para este cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$V = \frac{Q}{A}$$

Donde:

- $V$  = velocidad del flujo (m/seg)(ft/seg)
- $Q$  = caudal (m<sup>3</sup>/seg)(ft<sup>3</sup>/seg)
- $A$  = área (m<sup>2</sup>)(ft<sup>2</sup>)

El área se determina por el diámetro interno de la tubería. A continuación se presentan dos tablas que expresan el diámetro interno de las tuberías. El diámetro que estaremos usando es el de la tubería de calibre 40 (SCH-40).

**Tabla 4. Tabla de diámetros interno/externos en milímetros.**

Tabla de diámetros internos/externos (mm)						
Tuberías de PVC						
Pulg	mm	SDR - 13.5 (315 psi) (220 m.c.a.) ASTM 2241	*SCH - 40 ASTM 1785	SDR - 17 (250 psi) (175 m.c.a.) ASTM 2241	SDR - 26 (160 psi) (112 m.c.a.) ASTM 2241	SDR - 32.5 (125 psi) (87 m.c.a.) ASTM 2241
1/2"	12	18.2/21.3	15.8/21.3	--	--	--
3/4"	18	--	20.9/26.7	23.5/26.7	--	--
1"	25	--	26.6/33.4	29.5/33.4	30.4/33.4	--
1 1/4"	31	--	35.0/42.2	37.2/42.2	38.9/42.2	39.1/42.2
1 1/2"	38	--	40.9/48.3	42.6/48.3	44.6/48.3	45.3/48.3
2"	50	--	52.5/60.3	53.2/60.3	55.7/60.30	56.6/60.3
2 1/2"	62	--	62.7/73.0	64.4/73.0	67.4/73.0	68.5/73.0
3"	75	--	77.9/88.9	78.4/88.9	82.0/88.9	83.4/88.9
4"	100	--	102.3/114.3	100.8/114.3	105.5/114.3	107.3/114.3

(\*Presion de trabajo por cada diámetro de menor a mayor de Tubos SCH40 600, 480, 450, 370, 330, 280, 300, 260, 220 psi respectivamente)

(\*Presion de trabajo por cada diámetro de menor a mayor de Tubos SCH40 420, 337, 316, 260, 232, 197, 211, 183, 155 m.c.a. respectivamente)

(DURMAN, 2001)

**Tabla 5. Tabla de diámetros interno/externos en pulgadas.**

Tabla de diámetros internos/externos (pulg)						
Tuberías de PVC						
Pulg	mm	SDR - 13.5 (315 psi) (220 m.c.a.) ASTM 2241	*SCH - 40 ASTM 1785	SDR - 17 (250 psi) (175 m.c.a.) ASTM 2241	SDR - 26 (160 psi) (112 m.c.a.) ASTM 2241	SDR - 32.5 (125 psi) (87 m.c.a.) ASTM 2241
1/2"	12	0.7165/0.8386	0.622/0.8386	--	--	--
3/4"	18	--	0.8228/1.0512	0.9252/1.0512	--	--
1"	25	--	1.0472/1.315	1.1614/1.315	1.1969/1.315	--
1 1/4"	31	--	1.378/1.6614	1.4646/1.6614	1.5315/1.6614	1.5394/1.6614
1 1/2"	38	--	1.6102/1.9016	1.6772/1.9016	1.7559/1.9016	1.7835/1.9016
2"	50	--	2.0669/2.374	2.0945/2.374	2.1929/2.374	2.2283/2.374
2 1/2"	62	--	2.4685/2.874	2.5354/2.874	2.6535/2.874	2.6969/2.874
3"	75	--	3.0669/3.5	3.0866/3.5	3.2283/3.5	3.2835/3.5
4"	100	--	4.0276/4.5	3.9685/4.5	4.1535/4.5	4.2244/4.5

(\*Presión de trabajo por cada diámetro de menor a mayor de Tubos SCH40  
600, 480, 450, 370, 330, 280, 300, 260, 220 psi respectivamente)

(\*Presión de trabajo por cada diámetro de menor a mayor de Tubos SCH40  
420, 337, 316, 260, 232, 197, 211, 183, 155 m.c.a. respectivamente)

(DURMAN, 2001)

**c. Cálculo de Carga Dinámica Total (CDT).** Para el cálculo de la CDT se debe seguir la siguiente fórmula:

$$CDT = \Delta h + H_f + H_{pt}$$

Donde:

- $CDT$  = Carga Dinámica Total.
- $\Delta h$  = distancia vertical desde el nivel de agua de la cisterna hasta el artefacto crítico.
- $H_f$  = Pérdida de carga por fricción en tubería.
- $H_{pt}$  = Altura de presión de trabajo o presión deseada.

**$\Delta h$ :** este valor se consigue encontrando la cota de altura del artefacto más alto y restársela a la cota de altura del nivel de agua en la cisterna. La altura de la casa, por lo general llega a ser una buena aproximación en (m)(ft).

**$H_f$ :** este valor se consigue mediante la fórmula de Hazen-Williams. Esta ecuación se limita por usarse solamente para agua como fluido de estudio, mientras que encuentra

ventaja y rapidez de cálculo por solo asociar su coeficiente a la rugosidad relativa de la tubería que lo conduce en (m)(ft).

La fórmula para el sistema internacional se presenta a continuación:

$$Hf = \frac{7.916 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{k^{1.852} \cdot C^{1.852} \cdot \emptyset^{4.87}} = \frac{10.67 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \emptyset^{4.87}} = \frac{178.053 \cdot V^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \emptyset^{1.167}}$$

Donde:

- $Hf$  = Pérdida de carga por fricción en tubería (m)
- $L$  = Longitud de la tubería de la bomba al artefacto más lejano (m)
- $Q$  = Caudal (m<sup>3</sup>/seg)
- $V$  = velocidad de flujo (m/seg)
- $k$  = factor de conversión de unidades SI = 0.8511211
- $C$  = Factor de rugosidad (PVC=150, HG=100) (adimensional)
- $\emptyset$  = Diámetro de la tubería (m)

Para el sistema inglés tenemos:

$$Hf = \frac{7.916 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{k^{1.852} \cdot C^{1.852} \cdot \emptyset^{4.87}} = \frac{10.2384 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \emptyset^{4.87}} = \frac{4,619.4747 \cdot V^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \emptyset^{1.167}}$$

Donde:

- $Hf$  = Pérdida de carga por fricción en tubería (ft)
- $L$  = Longitud de la tubería de la bomba al artefacto más lejano (ft)
- $Q$  = Caudal (GPM)
- $V$  = velocidad de flujo (ft/seg)
- $k$  = factor de conversión de unidades Sistema Inglés = 0.870307
- $C$  = Factor de rugosidad (PVC=150, HG=100) (adimensional)
- $\emptyset$  = Diámetro de la tubería (in)

En Guatemala se utiliza una combinación de estos sistemas, así que se presenta la fórmula más aplicable para este caso:

$$H_f = \frac{7.916 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{k^{1.852} \cdot C^{1.852} \cdot \phi^{4.87}} = \frac{1743.811 \cdot L \cdot Q^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \phi^{4.87}} = \frac{1,2465.5955 \cdot V^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \phi^{1.167}}$$

Donde:

- $H_f$  = Pérdida de carga por fricción en tubería (m)
- $L$  = Longitud de la tubería de la bomba al artefacto más lejano (m)
- $Q$  = Caudal (lt/seg)
- $k$  = factor de conversión de unidades, unidades acostumbradas en Guatemala = 0.05431
- $V$  = velocidad de flujo (m/seg)
- $C$  = Factor de rugosidad (PVC=150, HG=100) (adimensional)
- $\phi$  = Diámetro de la tubería (in)

Nota: Según INFOM - UNEPAR el valor de presión en la salida del sistema no debe ser menor a 10 m.c.a. (33 ft.c.a.) (14.7 psi).

**d. Calculo de presión mínima del sistema.** Una vez se tenga el valor de la CDT, se procede a calcular la presión mínima que va a mantener el sistema. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P = \rho \cdot g \cdot CDT$$

Donde:

- $P$  = presión mínima para el sistema (Pa) (lb<sub>f</sub>/ft<sup>2</sup>)
- $\rho$  = densidad del agua (1,000 kg/m<sup>3</sup>) (62.287 lb/ft<sup>3</sup>)
- $g$  = aceleración de la gravedad (9.81 m/seg<sup>2</sup>) (32.2 ft/seg<sup>2</sup>)
- $CDT$  = carga dinámica total (m) (ft)

O bien, una vez obtenida la CDT total en el sistema inglés, se puede hacer uso de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{CDT}{2.31 \text{ ft. c. a./psi}}$$

Donde:

- $P$  = presión mínima para el sistema (psi)
- $CDT$  = carga dinámica total (ft)

Mediante estos métodos se calcula la presión mínima, sin embargo es posible que el usuario desee una presión mayor en su sistema. Si se da el caso, se debe realizar una corrección para el cálculo de la potencia de la bomba agregando el factor correspondiente según la tabla 6:

**Tabla 6. Factores de corrección de caudal en función a la presión.**

psi	PRESION		FACTOR (FC)
	m.c.a.	kPa	
20	14	138	0.74
30	21	207	0.92
35	25	241	1.00
40	28	276	1.07
50	35	345	1.22
60	42	414	1.34
70	49	483	1.46
80	56	552	1.57
90	63	621	1.68
100	70	689	1.73

(Wisconsin Technical Data, 2013)

**e. Cálculo de potencia de la bomba monofásica.** Para el cálculo de la potencia de la bomba se debe seguir la siguiente ecuación en el sistema inglés:

$$HP = \frac{Q \cdot CDT \cdot FC}{3,960 \cdot e}$$

Donde:

- $HP$  = potencia de la bomba sistema (Hp)
- $CDT$  = carga dinámica total (ft)
- $FC$  = factor de corrección de presión
- $e$  = eficiencia de la bomba (%)

Para el sistema internacional se tiene:

$$HP = \frac{Q \cdot CDT \cdot FC}{75 \cdot e}$$

Donde:

- $HP$  = potencia de la bomba sistema (Hp)
- $CDT$  = carga dinámica total (m)
- $FC$  = factor de corrección de presión
- $e$  = eficiencia de la bomba (%)

**f. Cálculo de volumen del tanque hidroneumático.** Para el cálculo de un sistema hidroneumático de bombeo se tomarán en consideración los llamados ciclos de bombeo, es decir, el número de arranques del equipo de bombeo en un período de una hora.

Cuando se dimensiona un tanque se debe considerar la frecuencia del número de arranques del motor de la bomba. Si el tanque es demasiado pequeño, la demanda de distribución normal extraerá el agua útil del tanque rápidamente y los arranques de las bombas serán demasiado frecuentes. Un ciclo muy frecuente causa desgaste innecesario de la bomba y un consumo excesivo de potencia.

Por convención se usa una frecuencia de 60 ciclos por hora. La frecuencia 60 arranques por hora se usa para el confort y ahorro del usuario. Por otro lado, se considera que con más de 60 arranques por hora puede haber un sobrecalentamiento del motor, desgaste innecesario de la bomba y excesivo consumo de energía eléctrica.

Para el cálculo de volumen mínimo del tanque de presión hidroneumático se encuentra el rango de presión del sistema en la siguiente tabla y se identifica el factor que corresponda.

**Tabla 7. Factores aproximados para encontrar el volumen de tanque mínimo.**

Factores aproximados para encontrar el volumen de tanque mínimo								
Presión de apagado (PSI)	Presión de encendido (PSI)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
20	0.26							
30	0.41	0.22						
40		0.37	0.18					
50		0.46	0.31	0.15				
60			0.4	0.27	0.13			
70			0.47	0.35	0.24	0.12		
80				0.42	0.32	0.21	0.11	
90				0.48	0.38	0.29	0.19	0.1
100					0.44	0.35	0.26	0.17

(STA-RITE INDUSTRIES, 2004)

Se inserta el factor en la siguiente ecuación:

$$V_{min} = \frac{Q \cdot T}{f}$$

Donde:

- $V_{min}$  = volumen mínimo del tanque (gal)
- $Q$  = caudal (gpm)
- $T$  = periodo de encendido de la bomba (min)
- $f$  = factor encontrado en la tabla 7 (adimensional)

En cuanto a la presión mínima se recomienda que no sea menor a 14 metros columna de agua (M.C.A.) o 20 psi (lb/in<sup>2</sup>) en el artefacto más crítico.

**Presión diferencial y máxima:** Se recomienda que la presión diferencial no sea inferior a 14 metros columna de agua (M.C.A.) o 20 psi (lb/in<sup>2</sup>). Este diferencial puede variar dependiendo de la demanda de caudal pico que se tenga. Sin embargo, no se fija un límite máximo que se pueda utilizar. Generalmente se trabaja con los límites que maneje el tanque que estemos considerando para dicho proyecto. Algunos proyectos pueden llegar a ser tan demandantes que pueden llegar a utilizar dos o hasta tres tanques hidroneumáticos para brindar un buen servicio.

**g. Dimensionamiento de un tanque cisterna para abastecimiento del sistema hidroneumático a utilizar.** Para dimensionar un tanque cisterna se debe calcular la dotación mínima por residente y demanda mínima por unidad de área de jardín, luego multiplicar estas dotaciones por cantidad de habitantes y cantidad de unidades de área de jardín. Resulta conveniente realizar los cálculos con una distribución como se muestra en la Tabla 8. Esto dará como resultado un volumen de demanda diario. Según INFOM - UNEPAR, 1997; la cisterna debe ser capaz de abastecer dos días de consumo como mínimo por lo que este volumen se multiplica por un factor de dos. En base a este volumen se calculan las dimensiones de ancho y largo ya que la altura no debe exceder los 4.50 metros.

**Tabla 8. Cálculo de un tanque cisterna.**

USO	DOT. MÍNIMA	CANTIDAD	VOLUMEN DIARIO
RESIDENCIA	LT/HAB/DÍA	HAB	LT. DIARIOS
JARDÍN	LT/M2/DÍA	M2	LT. DIARIOS
<b>DEMANDA</b>			<b>LTS</b>

(Rodriguez, 2004)

## **B. FUNDAMENTOS DE ENERGÍA SOLAR.**

La fuente de energía por excelencia en la Tierra es la proveniente del Sol. A excepción de las energías geotérmica y nuclear el resto de las fuentes energéticas empleadas por el ser humano tienen un origen solar. Los combustibles fósiles son el resultado de la energía de origen solar acumulada en determinados seres vivos que al pasar el tiempo (millones de años) reaccionan químicamente formando petróleo, gas o carbón. En la energía eólica, el viento es el resultado de la diferencia de presión de dos masas de aire calentadas de manera diferente por la energía solar. La energía hidráulica transforma en electricidad la energía potencial contenida en un gran volumen de agua proveniente de los ríos y almacenada en una presa. Es la energía solar la que alimenta el ciclo del agua que sustenta el cauce de los ríos.

La potencia solar que recibe el planeta Tierra (fuera de la atmósfera) es cerca de  $173 \times 10^{12}$  kW o una energía de  $15 \times 10^{17}$  kWh por año. Al atravesar la atmósfera, cerca de 53% de esta radiación es reflejada y absorbida por el nitrógeno, oxígeno, ozono, dióxido

de carbono, vapor de agua, polvo y las nubes. Por lo tanto esta energía es reducida dando como resultado que el planeta reciba un promedio aproximado a  $3 \times 10^{17}$  kWh al año, lo cual equivale a 4,000 veces el consumo de energía mundial en un año ( $7 \times 10^{13}$  kWh/año), dicho en otras palabras, si se captara el 0.01% de la energía incidente se podría suplir toda la demanda de energía. Esto muestra el enorme potencial de este recurso, según Dickson, 2003.

Dada la enorme diferencia de tamaño entre el Sol y la Tierra, convencionalmente consideramos que los rayos solares llegan hasta nosotros de forma paralela y no divergentemente como ocurre en la realidad.

Llamamos constante solar a los  $W/m^2$  que pueden registrarse por encima de la atmósfera. Esta constante tiene un valor aproximado de  $1.4 \text{ kW}/m^2$ .

En el momento en que la luz solar atraviesa la atmósfera, parte de ella se convierte en difusa y se expande en todas direcciones.

Debido a la acción de la atmósfera, raramente pueden registrarse  $1000 \text{ W}/m^2$  sobre la superficie terrestre.

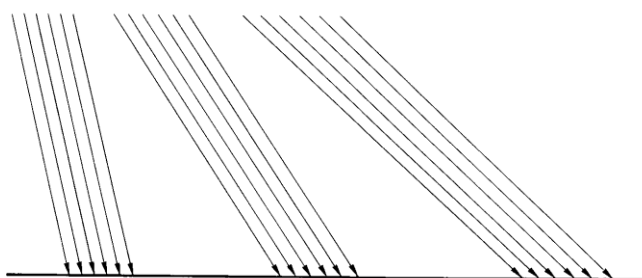
El aprovechamiento de la radiación solar mediante su conversión directa en energía térmica requiere una tecnología relativamente simple, ya que básicamente se trata de imitar un fenómeno que la naturaleza realiza constantemente.

En un día despejado y en los momentos en que el Sol está alto sobre el horizonte, en cada metro cuadrado de suelo incide casi un kilovatio-hora de energía radiante, en la zona comprendida entre el Trópico de Cáncer y el Trópico de Capricornio. Dicha energía se transforma íntegramente en calor, elevando la temperatura de los cuerpos materiales sometidos a su acción.

Más importante incluso que la cantidad absoluta de energía recibida en un área y periodo de tiempo determinados es la *intensidad* con que dicha energía alcanza la superficie; es decir, la mayor o menor concentración del flujo energético, puesto que dicha intensidad es el factor que más influye en la capacidad de elevar la temperatura del cuerpo que recibe la radiación.

La inclinación con la que las ondas de radiación (es decir, los rayos del Sol) inciden sobre la superficie que deseamos calentar determinará asimismo la intensidad de la energía térmica recibida. Cuanto más oblicuos sean los rayos con respecto a dicha superficie, la energía total que transporte un haz se repartirá sobre un área más extensa y, por tanto, la intensidad de sus efectos será más débil en cada punto de la misma. Mientras más perpendicular es el ángulo de incidencia, mejor será el aprovechamiento de la radiación solar.

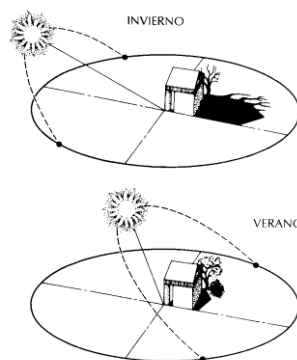
**Figura 15. Ejemplo de inclinación de ondas de radiación.**



(De Leon & Angel, 2009)

Debido a la inclinación del eje de rotación de la Tierra con respecto al plano sobre el cual se traslada alrededor del Sol, los rayos solares inciden con diferente ángulo según la época del año. En invierno, lo hacen con un ángulo más pequeño respecto a la horizontal, lo contrario que en verano, época en la que incluso llegan a alcanzar la vertical en las horas centrales del día y en las zonas cercanas al Ecuador.

**Figura 16. Comparación de rotación solar en invierno y en verano.**

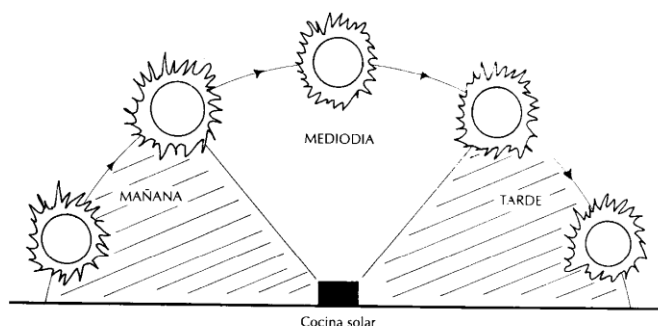


(De Leon & Angel, 2009)

Lo anterior es la causa de que, aun con cielo completamente libre de nubes, la energía total que incide a lo largo de un día sea considerablemente mayor en verano que en invierno. Aun así, en un día claro de invierno se recibe suficiente energía para que, aprovechándola de forma adecuada, se puedan satisfacer muchas de las necesidades básicas, incluido el cocinado de alimentos mediante cocinas solares.

A pesar de saber que la Tierra es la que gira alrededor del Sol y no al revés, a efectos prácticos el Sol se comporta como una luminaria que se eleva diariamente desde el Este hacia el Oeste, describiendo en el cielo una trayectoria en forma de arco, más o menos amplia, según la época del año.

**Figura 17. Diagrama de trayectoria descrita por el sol diariamente.**



(De Leon & Angel, 2009)

Debido a la mayor verticalidad de los rayos solares, considerando la energía incidente sobre una cierta superficie horizontal y durante un periodo de tiempo determinado, por ejemplo durante una o dos horas, resultará que ésta será mucho mayor en las horas centrales del día que en las horas inmediatamente posteriores al amanecer o anteriores a la puesta del Sol.

Existen dos formas de capturar la energía del sol:

- Dispositivos fotovoltaicos.
- Captación térmica.

**Dispositivos fotovoltaicos (célula solar):** Estos dispositivos crean electricidad directamente de la energía incidente de la luz solar. Las células solares individuales son

conectadas en serie para crear paneles solares. Estos paneles pueden colocarse en prácticamente cualquier lugar.

**Captación térmica:** Las plantas solares termoeléctricas generan electricidad al concentrar la energía solar para hervir agua. El vapor generado se concentra para mover turbinas que a su vez mueven un generador eléctrico. La única desventaja de esta fuente de energía es que solo existe mientras sea de día.

## 1. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR.

**a. Captación térmica.** Se entiende por captación térmica de la energía solar al procedimiento de absorción de la energía radiante del Sol en calor o energía térmica.

Se pretende de esta forma obtener a partir del sol una energía que se puede utilizar en aplicaciones térmicas: calentar agua sanitaria, usos industriales, calefacción de espacios, calentamiento de piscinas, secadores, etc.

### **Principio de funcionamiento.**

Cuando se expone una placa metálica al sol, se calienta, pero si además esta placa es negra, la energía radiante del Sol es absorbida en mayor medida. Cuando se calienta la placa negra ésta aumenta su temperatura con lo cual empieza a perder calor por los distintos mecanismos: por conducción a través de los soportes que lo sujetan, por convección a través del aire que le rodea y por radiación.

Al colocar un cristal entre la placa oscura y el sol ocurre que, como el cristal es transparente a la radiación solar pero es opaco a la radiación infrarroja, no deja pasar la radiación de mayor longitud de onda que emite la placa al calentarse. De esta forma se produce una “trampa energética de radiaciones” que impide que la energía radiante que ha atravesado el vidrio vuelva a salir; esta trampa constituye el denominado efecto invernadero. El vidrio también evita el contacto directo de la placa con el aire con lo que se evitarán las pérdidas por convección antes referidas.

**b. Calentamiento de agua.** El agua posee excelentes características para la transferencia de calor y para el almacenamiento del mismo. Aunque la finalidad de obtener energía del sol es transferirla a otra forma de energía como por ejemplo, energía

mecánica, aire acondicionado o calentamiento de fluidos industriales, en el proceso intermedio se comienza con la absorción de la radiación solar mediante el agua. Sin embargo, una de las principales aplicaciones es la de los llamados “calentadores solares”, que no son más que colectores solares que transfieren la energía procedente del Sol hacia el agua que circula por una tubería y se mantiene a cierta temperatura en un tanque de almacenamiento, dispuesta para usarse en duchas, piscinas, saunas, etc. Para este tipo de sistemas, se utilizan captadores solares.

**c. Captadores solares.** Los captadores solares son los elementos que capturan la radiación solar y la convierten en energía térmica (en calor). Como captadores solares se conocen los de placa plana (los de tubos de vacío) y los captadores sin protección ni aislamiento. Los sistemas de captación planos (o de placa plana) con cubierta de vidrio son los comunes mayoritariamente en la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS). El vidrio deja pasar los rayos del Sol, estos calientan unos tubos metálicos que transmiten el calor al líquido de adentro. Los tubos son de color oscuro, ya que las superficies oscuras absorben calor y por lo tanto, calienta más.

El vidrio que cubre el captador no sólo protege la instalación sino que también permite conservar el calor produciendo un efecto invernadero que mejora el rendimiento del captador. Está formado de una carcasa de aluminio cerrada y resistente a ambientes marinos, un marco de aluminio eloxat, una junta perimetral libre de siliconas, aislante térmico respetuoso con el medio ambiente de lana de roca, cubierta de vidrio solar de alta transparencia, y finalmente por tubos soldados ultrasónicos.

Los colectores solares se componen de los siguientes elementos:

**Cubierta:** Es transparente, puede estar presente o no. Generalmente es de vidrio aunque también se utilizan de plástico ya que es menos caro y manejable, pero debe ser un plástico especial. Su función es minimizar las pérdidas por convección y radiación y por eso debe tener una transmitancia solar lo más alta posible.

**Canal de aire:** Es un espacio (vacío o no) que separa la cubierta de la placa absorbente. Su espesor se calculará teniendo en cuenta para equilibrar las pérdidas por convección y las altas temperaturas que se pueden producir si es demasiado estrecho.

**Placa absorbente:** La placa absorbente es el elemento que absorbe la energía solar y la transmite al líquido que circula por las tuberías. La placa tiene como principal característica su gran absorción solar y una emisión térmica reducida. Como los materiales comunes no cumplen con este requisito, se utilizan materiales combinados para obtener la mejor relación absorción / emisión.

**Tubos o conductos:** Los tubos tienen contacto con la placa absorbente. A veces estas son soldadas para que el intercambio de energía sea lo más grande posible. Por los tubos circula el líquido que se calentará e irá hacia el tanque de acumulación.

**Capa aislante:** La finalidad de la capa aislante es recubrir el sistema para evitar y minimizar pérdidas. Para que el aislamiento sea el mejor posible, el material aislante deberá tener una baja conductividad térmica.

**Captadores solares de placa plana:** El alma del sistema es una verja vertical de tubos metálicos, para simplificar, que conducen el agua fría en paralelo, conectados por abajo por un tubo horizontal en la toma de agua fría y por arriba por otro similar al retorno. La parrilla viene encajada en una cubierta, como la descrita más arriba, normalmente con doble vidrio para arriba y aislante por detrás. En algunos modelos, los tubos verticales están soldados a una placa metálica para aprovechar la insolación entre tubo y tubo.

**Captadores solares de tubos de vacío "todo vidrio":** En este sistema los tubos metálicos del sistema precedente se sustituyen por tubos de vidrio, introducidos, de uno en uno, en otro tubo de vidrio entre los que se hace el vacío como aislamiento. Las grandes ventajas que presentan estos tipos de captadores son su alto rendimiento y que, en caso de que uno de los tubos se estropeará, no hay que cambiar todo el panel por uno nuevo, sino que sólo hay que cambiar el tubo afectado. Por el contrario, el inconveniente en relación con los de placa plana, es que estos resultan más caros.

**Captadores solares de tubos de vacío con "tubos de calor" por cambio de fase:** Este sistema aprovecha el cambio de fase de vapor a líquido dentro de cada tubo, para entregar energía a un segundo circuito de líquido de transporte.

Los elementos son tubos cerrados, normalmente de cobre, que contienen el líquido que, al calentarse por el Sol, hierve y se convierte en vapor que sube a la parte superior donde hay un cabezal más ancho (zona de condensación), que en la parte exterior está en contacto con líquido transportador, que siendo más frío que el vapor del tubo, capta el calor y provoca que el vapor se condense y caiga en la parte baja del tubo para volver a empezar el ciclo.

El líquido del tubo puede ser agua que, habiendo reducido la presión haciendo un vacío parcial, tendrá un punto de ebullición bajo para trabajar incluso con la insolación de los rayos infrarrojos en caso de nube.

El tubo de calor se puede envolver con una chaqueta de materiales especiales para minimizar las pérdidas por irradiación.

El tubo de calor se cierra dentro de otro tubo de vidrio entre los que se hace el vacío para aislar. Se suelen emplear tubos de vidrio resistente, para reducir los daños en caso de pequeñas granizadas.

Hasta un 163% más de eficiencia que las placas planas con serpentín.

**d. Calefacción y aire acondicionado.** Se utiliza agua caliente para proveer de calefacción a espacios interiores. Se almacena el agua caliente en tanques a altas temperaturas y entonces se hace circular por tuberías conectadas a radiadores convencionales. También se puede proporcionar enfriamiento a espacios cerrados mediante sistemas energizados por el Sol. En este tipo de sistemas se utiliza el principio de refrigeración por absorción más que por compresión.

**e. Energía termosolar.** La energía solar térmica o energía termosolar consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y, a partir de ella, energía eléctrica. Adicionalmente puede emplearse para alimentar una máquina de refrigeración por absorción, que emplea

calor en lugar de electricidad para producir frío con el que se puede acondicionar el aire de los locales.

Los colectores de energía solar térmica están clasificados como colectores de baja, media y alta temperatura. Los colectores de baja temperatura generalmente son placas planas usadas para calentar agua. Los colectores de temperatura media también usualmente son placas planas usadas para calentar agua o aire para usos residenciales o comerciales. Los colectores de alta temperatura concentran la luz solar usando espejos o lentes y generalmente son usados para la producción de energía eléctrica. La energía solar térmica es diferente y mucho más eficiente que la energía solar fotovoltaica, la que convierte la energía solar directamente en electricidad. Mientras que las instalaciones generadoras proporcionan solo 600 MegaWatts de energía solar térmica a nivel mundial a octubre de 2009, otras centrales están bajo construcción por otros 400 MegaWatts y se están desarrollando otros proyectos de electricidad solar de concentración por un total de 14,000 MegaWatts.

**f. Energía fotovoltaica.** Un sistema fotovoltaico es una instalación que produce energía eléctrica con módulos fotovoltaicos. Estos módulos fotovoltaicos transforman la radiación solar directamente en energía eléctrica mediante el denominado “efecto fotovoltaico”. La luz solar está compuesta por partículas energéticas denominadas “fotones” que poseen diferentes energías correspondientes a su vez, a las diferentes longitudes de onda del espectro de la radiación solar. Los fotones absorbidos por una célula fotovoltaica transfieren su energía a un electrón de un átomo de la célula. Con esta energía, el electrón escapa de su conexión al átomo para pasar a formar parte de la corriente de un circuito eléctrico.

Existen dos tipos básicos de instalaciones fotovoltaicas:

- Instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- Instalaciones conectadas a la red.

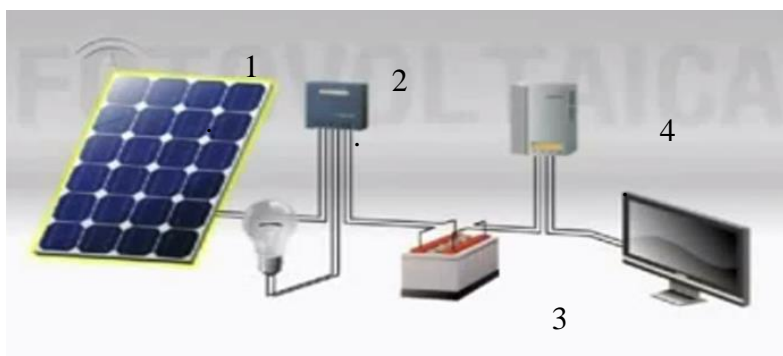
**Instalaciones aisladas de la red eléctrica:** Se utilizan cuando la red de distribución eléctrica está alejada de los puntos de consumo y son particularmente útiles para la electrificación de inmuebles inaccesibles a la red como las viviendas rurales. Otras

aplicaciones de la fotovoltaica aislada son los sistemas de bombeo fotovoltaico, sistemas de comunicaciones remotas, alumbrado público, etc.

Los componentes principales de una instalación aislada son:

1. Módulo fotovoltaico transforma la radiación solar incidente en energía eléctrica.
2. Regulador de tensión modula la carga del sistema de acumulación evitando así las sobrecargas y las descargas excesivas.
3. Baterías o acumuladores almacenan la energía para solucionar el desfase en los periodos de generación eléctrica y los de consumo.
4. Sistema de adaptación de corriente son convertidores para corriente continua o inversores para transformar a corriente alterna.

**Figura 18. Diagrama de componentes principales de una instalación aislada.**



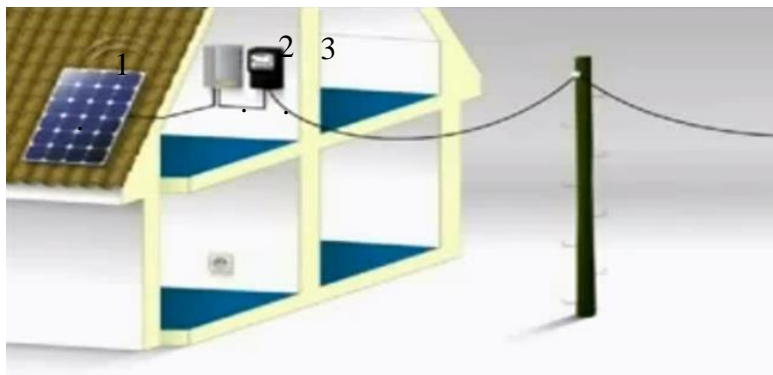
(Cobarg, 2001)

**Instalaciones conectadas a la red:** Por medio de estas instalaciones, la electricidad limpia generada se inyecta a la red y se vende a la compañía eléctrica. También se suelen agrupar los módulos para generar electricidad de forma masiva en las centrales fotovoltaicas.

Los componentes principales de una instalación conectada a la red eléctrica son:

1. Módulo fotovoltaico transforma la radiación solar incidente en energía eléctrica.
2. Inversor convierte la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna para ser vertida a la red.
3. Contador mide la cantidad de energía inyectada a la red.

**Figura 19. Diagrama de componentes principales de una instalación conectada a la red eléctrica.**



(Díaz, 2005)

### **g. Diferencia entre energía solar térmica y energía solar fotovoltaica.**

Ambas energías se utilizan con un mismo principio, aprovechar la energía del sol pero se utilizan para dos fines diferentes.

La energía solar térmica sirve principalmente para calentar agua. Para ello se utilizan los calentadores solares de agua el cual transforma la energía del sol en calor.

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica se utiliza para generar electricidad.

**2. RADIACIÓN SOLAR.** Se entiende como la energía que llega a la superficie de la tierra procedente del Sol. Es necesario conocer la cantidad de radiación solar en determinada localidad para poder hacer el dimensionamiento del sistema de bombeo a instalar.

La radiación se propaga procedente del sol, en la forma de ondas electromagnéticas de distintas longitudes de onda y frecuencias, las cuales se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$c = \lambda f$$

donde:

c=velocidad de la luz

f=frecuencia

$\lambda$ =longitud de onda

En los sistemas de bombeo y en general en cualquier Sistema solar, es necesario conocer la cantidad de potencia disponible en determinado lugar, la cual según la ecuación anterior depende de la longitud de onda. El 85% de la energía que pueden captar los paneles fotovoltaicos que se utilizaran en este estudio está dentro del rango de la luz visible, el resto corresponde a radiación infrarroja y ultravioleta. Los paneles solares vienen protegidos con un material plástico que protege las células solares internas contra sobretensiones mecánicas que pueden destruirlas, sin embargo, estos protectores también tienen el propósito de filtrar cierta cantidad de luz de determinada longitud de onda. Se recomienda que los paneles tienen que estar completamente limpios; esto implica superficies brillantes porque de lo contrario cualquier superficie opaca no permitiría la buena difracción a través de ella.

La cantidad de radiación solar disponible en determinado lugar depende de los siguientes factores:

- Estación del año
- Latitud y latitud del lugar
- Hora del día
- Clima

Para propósitos del cálculo se ha definido la constante solar  $I_0$ . Se define como la energía solar radiada por unidad de área, perpendicular a los rayos del Sol, recibida en la parte alta de la superficie terrestre.

$$I_0 = 1.353 \text{ kW/m}^2$$

Este es el máximo valor de radiación debido al desvanecimiento por la masa del aire.

En materia de ingeniería solo se habla de insolación. La insolación se refiere la cantidad de energía solar utilizable en determinado lugar de la superficie terrestre. En otras palabras es la cantidad de radiación solar que incide perpendicularmente sobre una superficie plana. La insolación total se compone de la insolación directa, la difusa y la reflejada. La radiación directa es la componente de los rayos solares que inciden

perpendicularmente sobre la superficie en cuestión. La radiación difusa es la que se produce cuando un rayo se difracta en un objeto, el cual puede ser una nube por ejemplo. La radiación reflejada en la superficie terrestre.

Estos datos de insolación se calculan generalmente con la ayuda de programas de computación y se colocan en tablas para que el diseñador pueda basarse en ellas para los cálculos.

En el desarrollo de cualquier sistema con energía solar se tiene que conocer con exactitud la localización de la Tierra con respecto al Sol. Aunque generalmente existen instituciones que se encargan de los aspectos climatológicos de cada país que proporcionan tablas con valores de insolación específicos para cada región bajo estudio, es conveniente conocer los ángulos del sol con respecto a la tierra. En ingeniería solar suele tomarse como referencia a la tierra, es decir que se considera a la tierra fija con respecto al sol, esto se llama “movimiento aparente del Sol”.

**a. Ángulos del sol con respecto a la tierra.** La posición del Sol con respecto a un punto en la tierra puede darse mediante un conjunto de ángulos denominados ángulos solares, los cuales se definen como sigue:

1. Ángulos de elevación o altitud solar, es la distancia angular entre el Sol y el horizonte en cualquier punto de la tierra a determinada hora del día y periodo del año.
2. Azimut, es la distancia angular entre la proyección del Sol sobre el horizonte y el eje sur.
3. Latitud se mide en grados norte o sur a partir del ecuador.

## **C. SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR.**

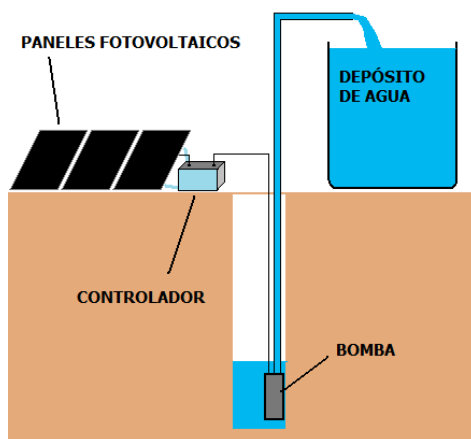
La vida es imposible sin un suministro de agua constante y confiable. Muchos estudios de ingeniería de suministro de agua se hacen con el objetivo de llevar agua purificada para que las personas la puedan obtener con la mayor comodidad posible y cubrir la demanda de la misma. Toda el agua que llega hasta nuestro hogar ha sido objeto de una

serie de procesos: extracción de un pozo mediante bombeo, purificación, almacenamiento en tanques y conducción a través de las tuberías.

Un sistema de bombeo mediante energía solar permite que el agua sea trasladada hasta el lugar de almacenamiento (o distribución) utilizando la luz del Sol como energía principal para realizar el trabajo de bombear. Este proceso se logra gracias al efecto fotovoltaico, que trata de la conversión de la energía lumínica, procedente del sol, en energía eléctrica. El voltaje producido sirve para accionar un dispositivo electromecánico que moverá la bomba hasta lograr extraer el agua del lugar deseado.

La importancia de hacer uso de la energía solar para bombear agua radica en el interés de abastecer de agua a localidades donde es muy difícil, si no, imposible, conseguir energía eléctrica mediante líneas de transmisión. Una vez realizado un estudio de factibilidad, es posible demostrar, en algunas ocasiones, que resulta más económico instalar sistemas de bombeo solares, que comprar electricidad por la extensión de líneas.

**Figura 20. Esquema de sistema de bombeo solar.**



(Díaz, 2005)

Existen numerosos sistemas solares de bombeo instalados alrededor del mundo. Aunque la inversión inicial se considera grande, el poco mantenimiento y la confiabilidad hacen que estos sistemas sean rentables y es por eso que están cobrando mucho auge en muchos países. Las bombas solares son especialmente útiles para demandas de cantidades medianas de agua. Lo único que se necesita para instalar un tal sistema es un lugar donde haya suficiente luz solar (para satisfacer la demanda) y una fuente de agua. Aun así, a

pesar de lo sencillo que es, no existen muchos sistemas de bombeo solares ya que es una tecnología relativamente nueva que muchos desconocen. Muchos proyectos de bombeo de agua se aplican especialmente para comunidades que tienen acceso al agua potable y que muchas veces consiguen financiamientos mediante organizaciones no gubernamentales.

Un ejemplo típico de esto son las comunidades de refugiados en nuestro país. Los donantes financian los proyectos de energía los cuales son canalizados a través de organizaciones no lucrativas, con el fin de proveer a los pobladores remotos tanto electricidad como agua.

**1. ELEMENTOS DEL SISTEMA.** Los cuatro elementos básicos de un sistema de bombeo mediante energía solar son los siguientes:

1. Paneles solares
2. Motor de corriente alterna
3. Inversor
4. Bomba
5. Accesorios (cables, tubería, etc.)

**2. DISEÑO DE SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.** El diseño de sistemas de bombeo fotovoltaico parte del conocimiento de los elementos individuales que intervienen en el proceso, así como de los requerimientos específicos de cada proyecto, los cuales se obtienen mediante un estudio y observación del sitio en donde se instalará el sistema.

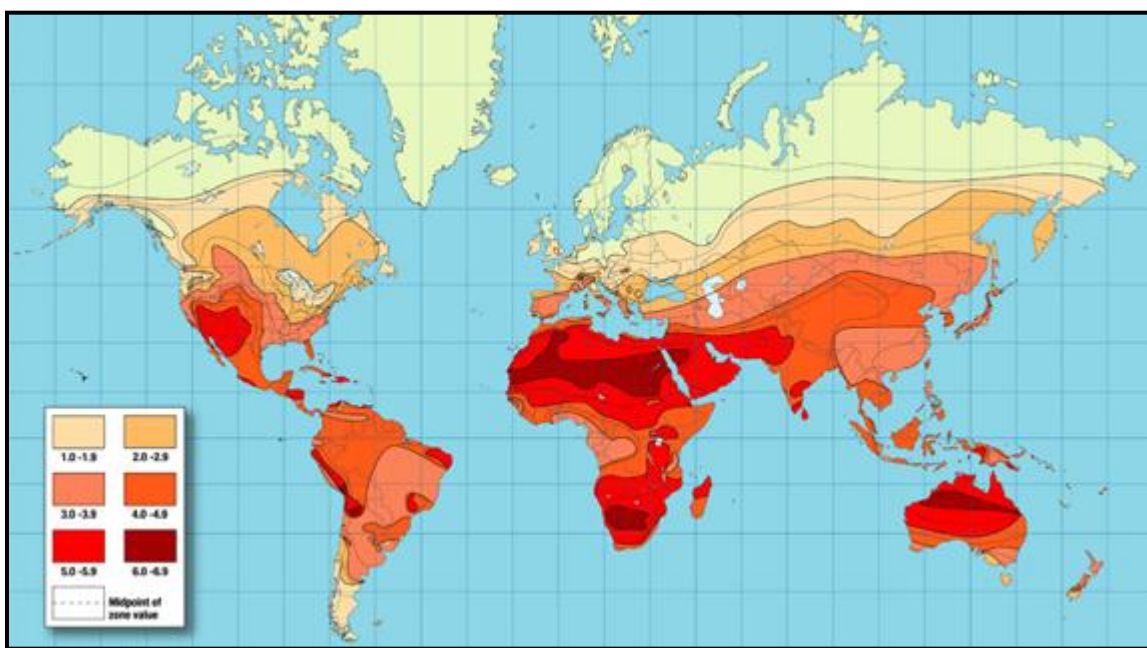
El primer paso será estimar la demanda de agua de la residencia. Esto con el objeto de conocer la cantidad de agua que se necesita bombear y la cantidad disponible de sol en dicha localidad.

Para efectos de este trabajo se utilizará un estimado de 100 lt/persona/día y se realizarán los cálculos de acuerdo al mes crítico. Se define el mes en el que se dispone de la menor cantidad de insolación y la mayor demanda de agua.

### a. Procedimiento de diseño del sistema fotovoltaico.

- **Definir la insolación local:** En sistemas de bombeo es práctica común que se utilicen mapas de mínimos de horas de luz solar útil diaria. Guatemala, se encuentra en una ubicación privilegiada y con el potencial para utilizar la energía solar como parte de una política de desarrollo energético sostenible, económico y renovable, obteniendo un mínimo de 4 a 5 horas de luz solar útil en un panel alineado correctamente, durante el peor mes del año.

Figura 21. Mapa solar del globo terráqueo. Indica mínimo de horas de luz solar útil.

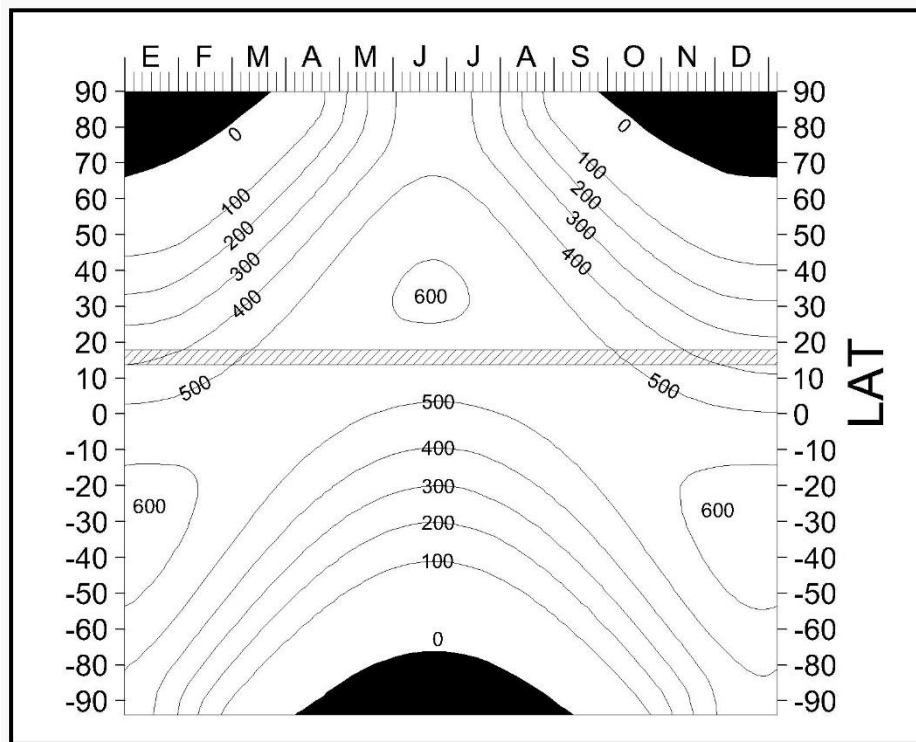


(España, 2002)

Otra práctica común para encontrar el rango de radiación esperada en un año para el globo terráqueo es usar una gráfica de isólinas de insolación diaria. Esta gráfica tiene como variables los meses del año y la latitud, comúnmente esta se presenta en Langleys ( $\text{calorías}/\text{cm}^2$ ). En la gráfica que se muestra a continuación se marcan las latitudes que comprende todo el territorio guatemalteco. Puede notarse que época crítica se encuentra a finales de diciembre y principios de enero, dando una radiación en un rango de 350-400

langleys que es aproximadamente  $4.5-6.5 \text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2/\text{día}$  que permite transformarse a 12 voltios (V).

**Gráfica 2. Isolíneas de radiación solar incidente atenuada.**



(Ruo, 2001)

Nota: La región negra es zona de insolación nula por ser noche permanente. La región sombreada (con líneas diagonales) es la latitud a la que corresponde el territorio guatemalteco.

- Cálculo de potencia de los paneles solares:** Los paneles fotovoltaicos se deben calcular de acuerdo a la demanda de voltaje y potencia de los artefactos a alimentar (en este caso, únicamente la bomba). Una vez se conozca esta demanda, se calcula tanto el número de paneles como la interconexión de los mismos para suplir la demanda (este tema se discute posteriormente). Los fabricantes especifican una potencia nominal estándar de los paneles de  $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$  a una temperatura de  $25^\circ\text{C}$ . El incremento de la temperatura tiene un efecto negativo de 0.5% de la potencia nominal por cada grado centígrado. Por lo tanto se debe hacer una corrección de la potencia de acuerdo a la temperatura ambiente máxima a la que estén sometidos dichos paneles.

**3. SELECCIÓN DE CONTROLADORES.** El controlador eléctrico se coloca entre los paneles y el motor. Puede utilizar una fuente exterior para polarizar los circuitos internos.

Hay que tomar en cuenta que para aplicaciones de baja potencia, es decir en proyectos de baja demanda de agua, se utilizan equipos existentes que pueden operar dentro de un determinado rango. Los fabricantes de equipo solar proporcionan controladores electrónicos que pueden trabajar dentro del rango para el que están especificados los demás equipos.

A los controladores también se les conoce por PPT's (Power Peak Tracker) o acondicionadores del punto pico de potencia. Estos hay del tipo discreto y continuo.

Los controladores discretos intercambian las conexiones en serie y paralelo para obtener la mejor combinación para suministrar la máxima potencia disponible a la carga. La desventaja de estos es que se aplican a sistemas grandes debido a que hay que tener varios paneles interconectados.

Los controladores continuos son del tipo que se refiere a este estudio. Estos pueden ser lineales o de conmutación como se verá más adelante. Los convertidores de conmutación son más eficientes y pueden manejar grandes cantidades de corriente.

En proyectos grandes lo más recomendable es que el instalador del sistema construya su propio controlador ya que solo así se podrá solucionar las necesidades específicas de cada aplicación. Pero para una aplicación estándar de una residencia particular, es posible utilizar un controlador estándar.

## **D. ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.**

**1. PANEL FOTOVOLTAICO.** Los paneles o módulos fotovoltaicos (llamados comúnmente paneles solares; aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con

la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo ciertas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).

Los paneles fotovoltaicos son del tipo cristalinos y se dividen en:

- Mono cristalinas
- Poli cristalinas

**Mono cristalinas:** Se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos son curvos debido a que es una célula circular recortada.

**Poli cristalinas:** Cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

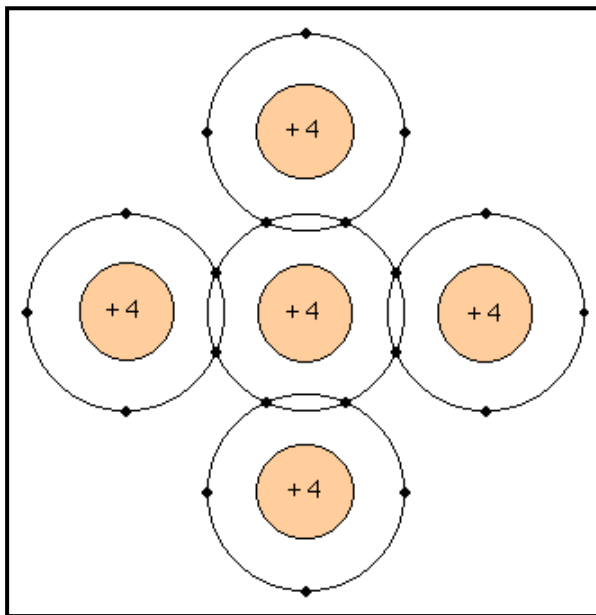
Su efectividad es mayor cuanto mayores sean los cristales, pero también su peso, grosor y costo. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.

El coste de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

**a. Célula solar.** Los paneles solares usan las denominadas células solares para convertir la energía solar en energía eléctrica. Las células solares usualmente están hechas de silicón, que es un material semiconductor, es decir, puede conducir electricidad en ciertas condiciones. Al ver la estructura atómica del silicio (material del que está hecho el silicón) notamos que al tercer nivel, éste posee 4 electrones libres o electrones de valencia. Al unirse 4 de estos átomos a un quinto, el orbital de este último se completa. Esto forma el denominado cristal de silicio, el cuál es bastante estable. Para alterar el estado estable de este cristal es necesario agregar o quitar un electrón a esta molécula para cargarla eléctricamente ya sea, positiva o negativamente. Cuando se substituye un átomo de silicio por uno de boro, este último crean un agujero porque el boro sólo consta

de 3 electrones de valencia, dando una carga positiva. Pero si en vez del boro, se substituye con un átomo de fósforo, el cual consta de 5 electrones de valencia, se crea un electrón libre en el enlace del cristal de silicio, lo que da como resultado una carga negativa.

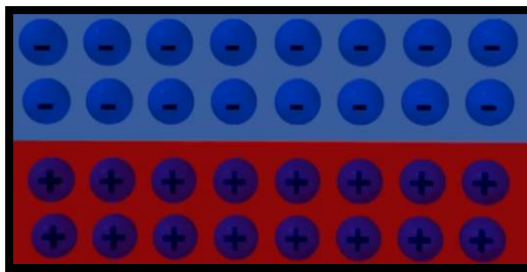
**Figura 22. Estructura estable del cristal de silicio formado por 5 átomos de silicio.**



(Juster F. , 1997)

Una célula solar consiste de dos placas de silicio una sobre otra. La placa superior, compuesta de cristales de silicio-fosforo (-1) y la inferior, compuesta de cristales de silicio-boro (+1), creando un diferencial de carga entre las dos placas. Para permitir un flujo eléctrico de electrones, se colocan conductores sobre y debajo de las dos placas de silicio juntas. Por último, se coloca vidrio sobre todo el sistema para proteger tanto los contactos como las placas de silicio.

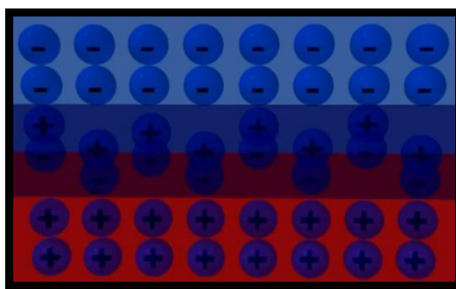
**Figura 23. Diagrama de ambas placas de silicón instaladas.**



(Juster F. , 1997)

Al unir las dos placas de silicón, la primera capa de moléculas de cada placa encuentra estabilidad una en la otra, formando un campo eléctrico “estable”. Este campo eléctrico “estable” no permite que más electrones salten a la siguiente capa. Sin embargo, si los fotones con onda corta (luz ultravioleta) golpean las dos placas, por el efecto compton, los electrones de la placa inferior saltarán a la superior. El sistema caerá entonces en un estado de inestabilidad por tener un exceso de electrones en la capa superior, del cual, el agujero correspondiente se encuentra en la capa inferior. Por lo tanto estos electrones sobrantes y agujeros sobrantes tratan de combinarse, sin embargo el campo eléctrico “estable” no lo permite. Al conectar ambas placas de silicón por medio de un cable, los electrones sobrantes encuentran la forma de combinarse con los agujeros sobrantes por medio del mismo. Este flujo de electrones se denomina corriente de unión y es la que se aprovecha para generar corriente continua. Como el flujo de electrones es de la placa superior a la inferior, se puede inferir que la corriente viaja en el sentido contrario.

**Figura 24. Diagrama de ambas placas de silicón divididas por el campo eléctrico "estable".**



(Juster, Las células solares, 1997)

Los semiconductores conocidos como celdas fotovoltaicas son capaces de generar cada de ellas una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0.46 a 0.48 Voltios, utilizando como fuente de energía la radiación luminosa. Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula).

El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la célula.

Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0.25 y los 0.35mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 mm<sup>2</sup>.

Los materiales para la fabricación de las células solares son:

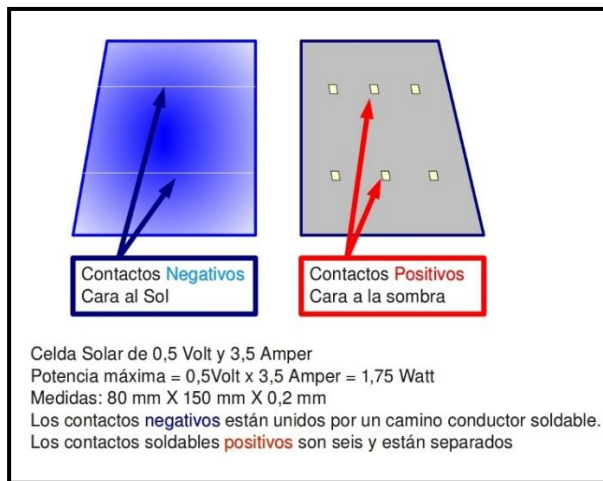
- Silicio Monocristalino: de rendimiento energético hasta 15 - 17%
- Silicio Poli-cristalino: de rendimiento energético hasta 12 - 14 %
- Silicio Amorfo: con rendimiento energético menor del 10 %;
- Otros materiales: Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio.

Actualmente, el material más utilizado es el silicio monocristalino que tiene prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

**2. MODELADO DEL PANEL SOLAR.** Los paneles solares están formados por celdas unitarias de 0,5 Volt, en la casi totalidad de los paneles para aplicaciones estándar y se fabrican de diferentes tamaños y potencia.

La celda unitaria que se muestra es de forma rectangular y de 80 mm x 150 mm, el espesor es del orden de los 2 mm.

Figura 25. Celda solar típica rectangular.



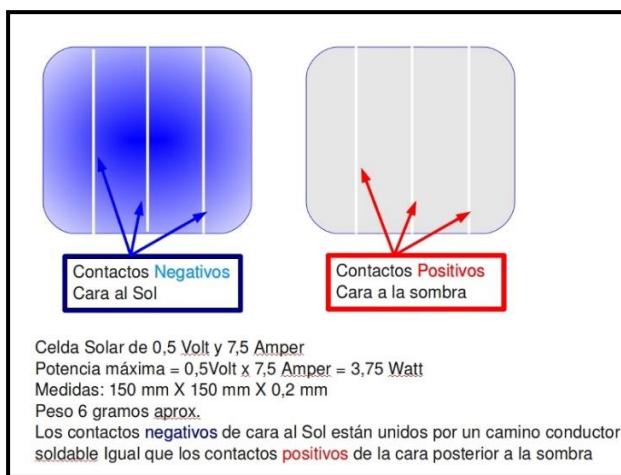
(Juster F. , 1997)

Para este tamaño de celda son típicos los siguientes valores de potencia máxima:  
 $0.5 \text{ Volt} \times 3.5 \text{ Amp} = 1.75 \text{ Watt}$ .

Los contactos negativos están unidos por un camino conductor soldable, esta es la cara de la celda que debe mirar hacia el Sol.

Los contactos positivos son puntos de material soldable, esta es la cara de la celda que permanece a la sombra.

Figura 26. Celda solar típica cuadrada.



(Juster, Las células solares, 1997)

En la Figura 26 se representa otro tipo de celda unitaria de forma cuadrada de 150mm x 150mm, el espesor es igual que la anterior de 2mm. También es de 0.5 Volt como la anterior, pero su potencia máxima es mayor.

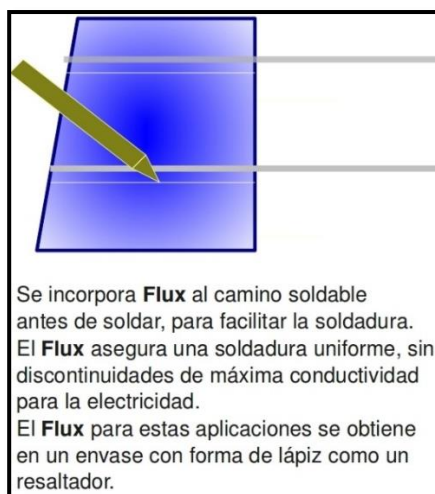
La potencia máxima de esta celda es de  $0.5 \text{ Volt} \times 7.5 \text{ Amp} = 3.75 \text{ Watt}$ .

El peso de esta celda es de 6 gramos.

En este caso los contactos negativos y positivos tienen la misma forma, es un camino continuo de material soldable.

Estas celdas se conectan entre sí para formar el panel solar fotovoltaico, mediante alambres previamente estañados, soldados con soldadura también de estaño de baja temperatura. La temperatura necesaria para soldar es del orden de  $200^\circ \text{C}$ .

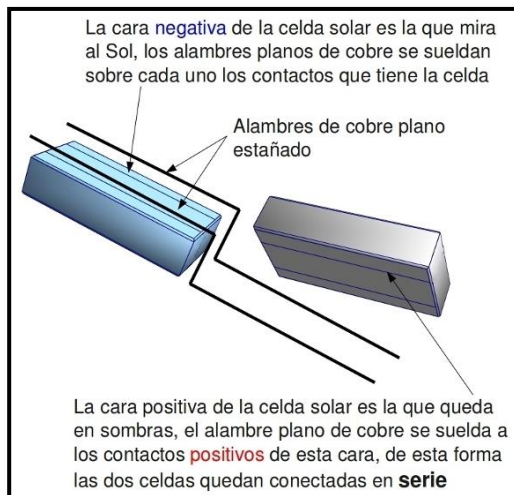
**Figura 27. Aplicación de flux a la celda solar.**



(Juster, Las células solares, 1997)

Antes de soldar las celdas es necesario aplicar flux para asegurar una buena soldadura sin discontinuidades para un contacto y conductividad eléctrica óptima. El flux es un decapante que actúa de la forma cómo actúa un ácido que va limpiando la superficie, además contiene otras sustancias que aseguran la soldadura con un buen contacto eléctrico.

**Figura 28. Interconexión de celdas en serie.**

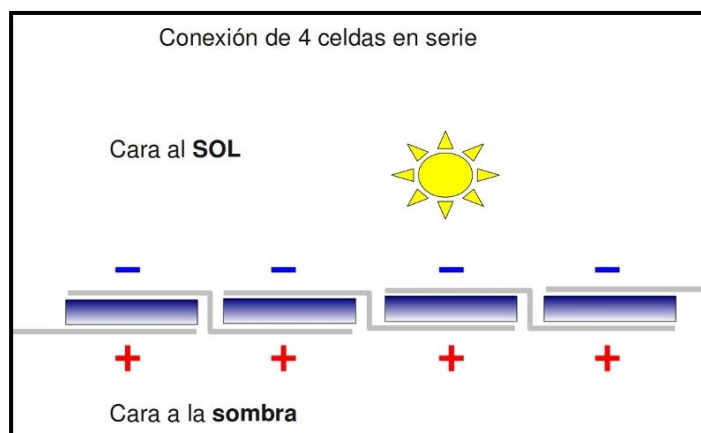


(Juster, Las células solares, 1997)

Las celdas solares se conectan en serie, la cara negativa de una se suelda con la cara positiva de la siguiente, de esta manera se forma el panel solar.

Las celdas solares se conectan en serie hasta conseguir la tensión que necesita el panel solar que se desea construir.

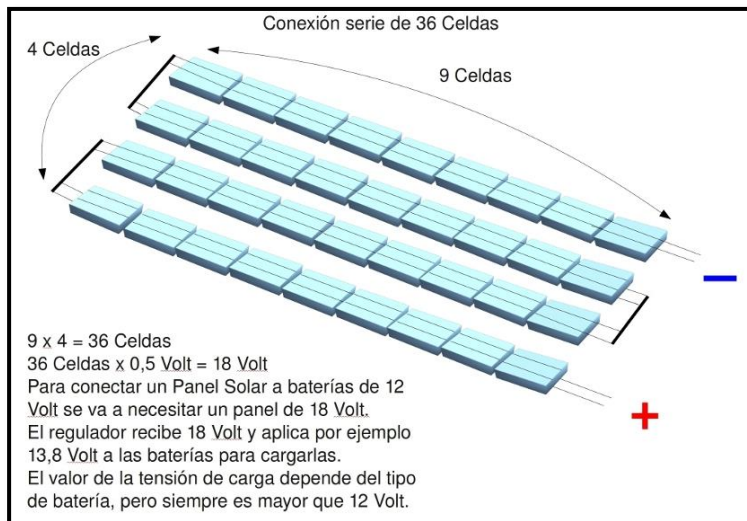
**Figura 29. Interconexión de celdas solares en serie.**



(Juster, Las células solares, 1997)

En la Figura 29 se ha conectado 4 celdas de 0.5 Volt en serie, esto da como resultado una tensión de 2 Voltios entre los extremos de todo el circuito.

**Figura 30. Interconexión de celdas solares para baterías de 12V.**



(Juster, Las células solares, 1997)

En la Figura 30 se ha simbolizado la forma en que hay que soldar las celdas unitarias para construir un panel fotovoltaico para baterías de 12 Voltios.

Son  $9 \times 4$  celdas lo que da como resultado 36 celdas.

$$36 \text{ Celdas} \times 0,5 \text{ Volt} = 18 \text{ Voltios}$$

$$36 \text{ celdas} \times 0,5 \text{ Volt} = 18 \text{ Voltios}$$

Para fabricar un panel fotovoltaico que va a ser conectado a un sistema con baterías de 12 Voltios será necesario que el panel entregue una tensión (Volt) mayor para poder de esta manera cargar la batería.

En este caso el panel entregará 18 Voltios al regulador y va a ser el regulador el que define el valor de tensión (Volt) aplicado a la batería. Como ejemplo, un valor típico para cargar una batería de automóvil es de 13,8 Voltios.

El valor que debe alcanzar el regulador para cargar las baterías dependerá del tipo de batería que se trate.

Según la cantidad de celdas unitarias que se conecten en serie se logra la tensión de salida deseada para el panel solar.

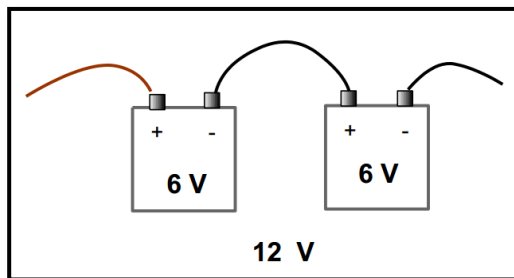
**3. INTERCONEXIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.** Es necesario interconectar varios paneles para satisfacer la demanda de potencia. En algunos casos posiblemente se tenga una bomba de un voltaje que no sea igual al que suministra el panel. Se deben conectar de tal modo que el resultado de voltaje y corriente sea el que necesite la bomba. Este es un proceso sencillo serie-paralelo hasta obtener los resultados deseados; es el mismo principio que se utiliza al interconectar baterías o fuentes. Las fuentes de voltaje, como las baterías y las placas fotovoltaicas, se conectan en serie para aumentar el voltaje total mientras que la corriente permanece igual a la de cada fuente individual. Cuando las fuentes se conectan en paralelo, se incrementa la corriente mientras que el voltaje permanece el mismo de cada fuente individual.

Existen pocas diferencias entre las dos formas de conectar los paneles porque es determinado por la necesidad de encontrar la tensión adecuada para el sistema (voltios) y desde luego, la potencia que se debe suministrar (W).

Como en el conjunto de células que consta un panel fotovoltaico, pueden coexistir las dos formas de conexión para conseguir las características determinadas de tensión (voltios) e intensidad (amperios), de igual manera se utilizan ambos modos en el campo de paneles, si bien es cierto que una avería ocasionará la discontinuidad en una serie. Esto provocaría una caída de potencia suministrada con las consiguientes consecuencias en las baterías o en el convertidor.

**a. Conexión de paneles en serie.** Las fuentes de voltaje se conectan en serie para incrementar o disminuir el voltaje total aplicado a un sistema. El voltaje neto se determina simplemente sumando las fuentes con la misma polaridad y restando el total de las fuentes con la presión opuesta. La polaridad resultante es la de la suma de mayor magnitud.

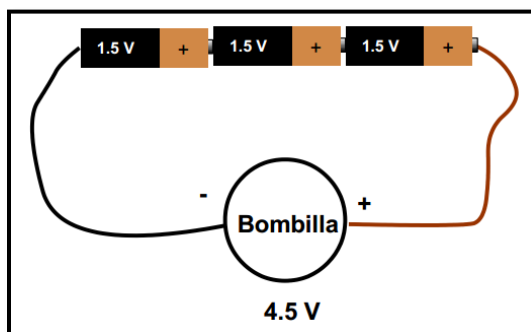
**Figura 31. Esquema de fuentes conectadas en serie con la misma polaridad.**



(Universidad de Puerto Rico en Aguadilla, 1998)

Las fuentes de voltaje, como las baterías y las placas fotovoltaicas, se conectan en serie para aumentar el voltaje total aplicado a la carga eléctrica. Un ejemplo es la conexión de las baterías de una linterna.

**Figura 32. Esquema de baterías en la misma dirección (en serie).**



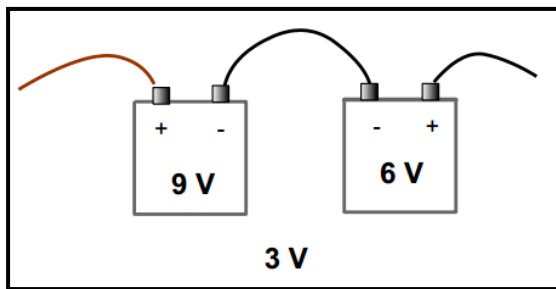
(Universidad de Puerto Rico en Aguadilla, 1998)

Cuando las fuentes de voltaje se conectan en la misma dirección, se considera una suma en serie, es decir, el voltaje total es la suma de las magnitudes de los voltajes individuales.

En el ejemplo cada batería tiene la misma corriente nominal. Las corrientes de las baterías no se suman. Por ejemplo, si las baterías tienen una corriente de 2mA, la corriente total hacia la carga NO es de 6 mA. Por lo tanto, como las baterías están conectadas en serie, la corriente total es 2mA.

Cuando las polaridades de las fuentes de voltaje se conectan en dirección opuesta, los voltajes se restan.

**Figura 33. Conexión en serie de 2 baterías con polaridad opuesta.**



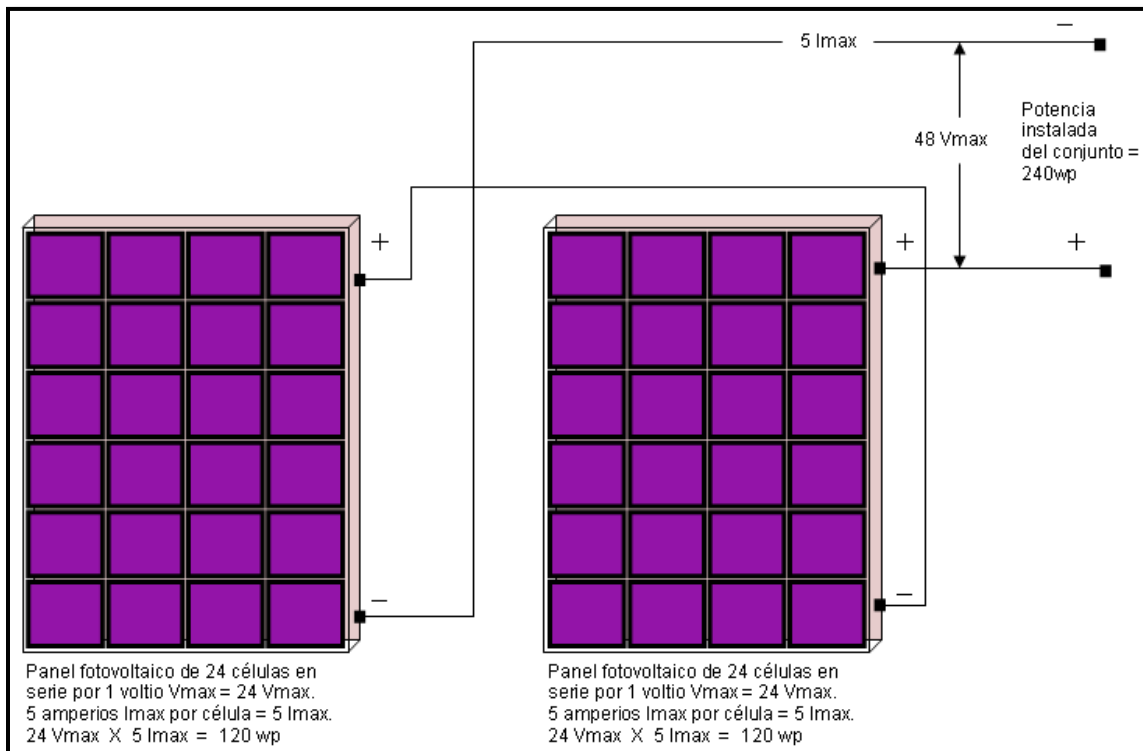
(Universidad de Puerto Rico en Aguadilla, 1998)

El diagrama esquemático muestra la conexión en serie de dos baterías, con polaridad opuesta. La batería de 9 V y la de 6V proveen un voltaje total de 3V.

En un panel solar, por lo general, las celdas solares se encuentran conectadas en serie. Asumiendo que cada celda produce 1 voltio y 5 amperios, en un panel solar de 24 celdas, se producirá un voltaje resultante de 24 voltios y una corriente resultante de 5 amperios. Obteniendo una potencia nominal de 120W (24V x 5A).

Conectando dos de estos paneles iguales en serie con la misma polaridad, se producirá un voltaje resultante de 48 voltios y una corriente resultante de 5 amperios, obteniendo una potencia nominal de 240W (48V x 5A). Se ilustra este ejemplo en la figura siguiente.

Figura 34. Conexión en serie de 2 paneles solares de 24 celdas.

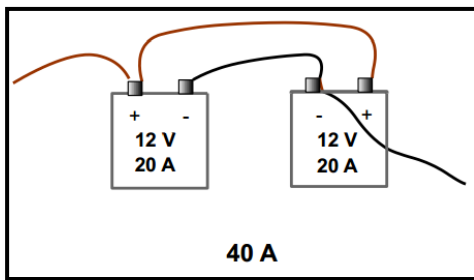


(Ruo, 2001)

**b. Conexión de paneles en paralelo.** Las fuentes de voltaje se conectan en paralelo para incrementar la corriente total aplicada a una carga eléctrica. Una definición de carga es la de un dispositivo que consume potencia eléctrica para realizar un trabajo, por ejemplo, una bomba.

La corriente neta se determina sumando las corrientes de las fuentes de voltaje. El voltaje se mantiene igual a la magnitud de una de las fuentes.

Figura 35. Diagrama de dos fuentes conectadas en paralelo.

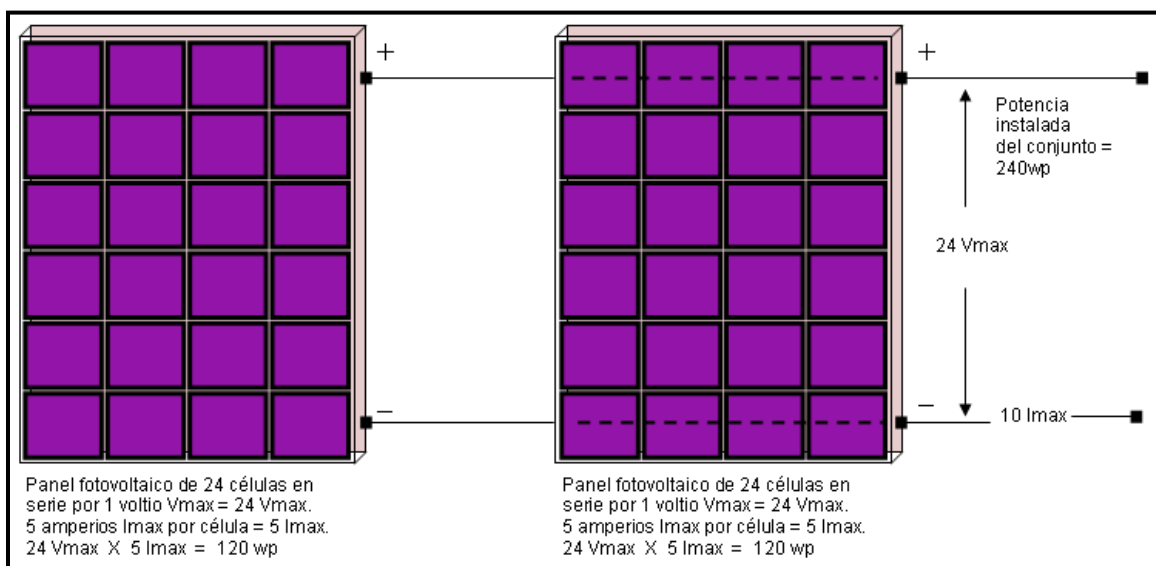


(Universidad de Puerto Rico en Aguadilla, 1998)

En un panel solar, por lo general, las celdas solares se encuentran conectadas en serie. Asumiendo que cada celda produce 1 voltio y 5 amperios, en un panel solar de 24 celdas, se producirá un voltaje resultante de 24 voltios y una corriente resultante de 5 amperios. Obteniendo una potencia nominal de 120W ( $24V \times 5A$ ).

Conectando dos de estos paneles iguales en paralelo, se producirá un voltaje resultante de 24 voltios y una corriente resultante de 10 amperios, obteniendo una potencia nominal de 240W ( $24V \times 10A$ ). Se ilustra este ejemplo en la figura siguiente.

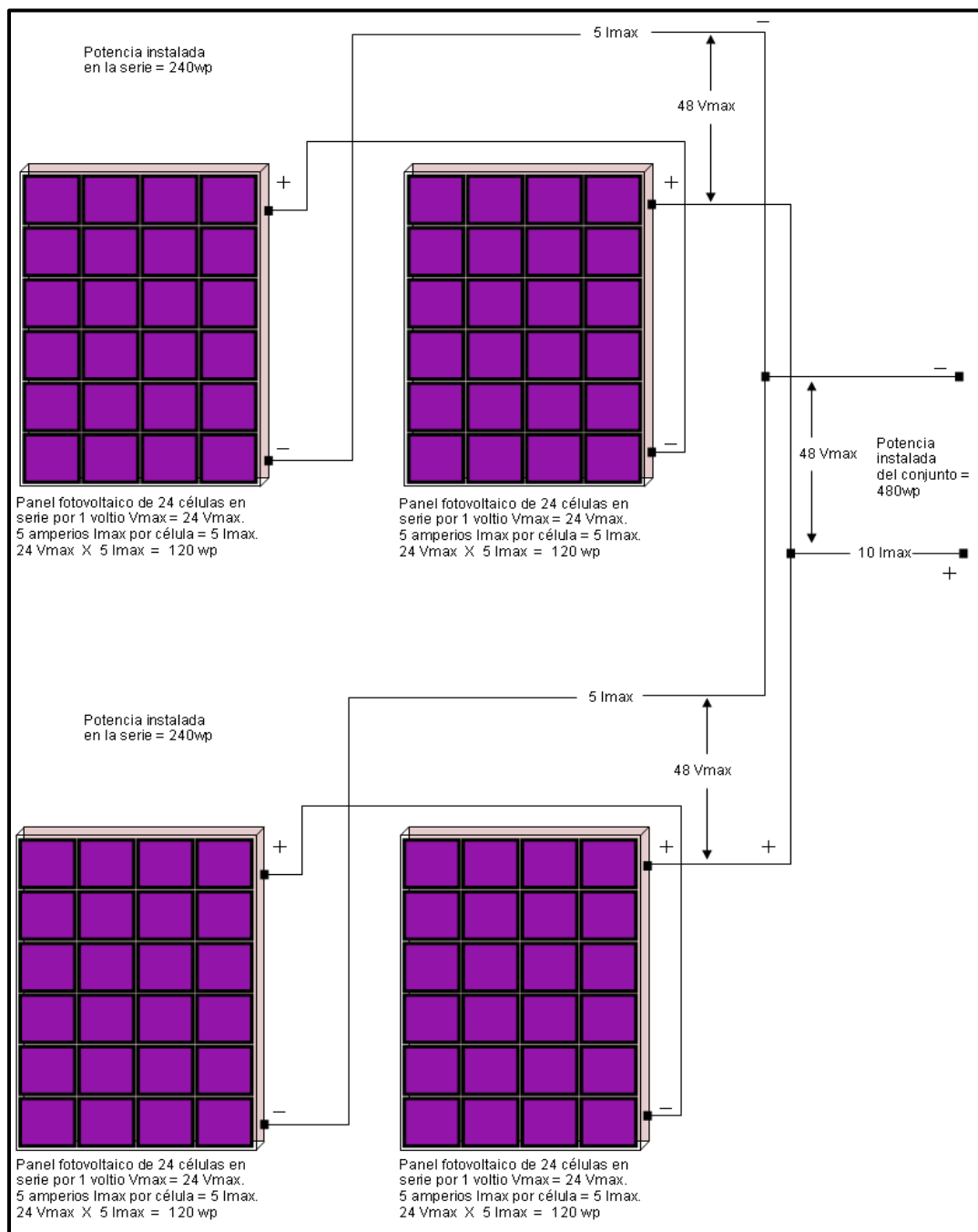
Figura 36. Conexión en paralelo de 2 paneles solares de 24 celdas.



(Ruo, 2001)

c. **Conexiones combinadas.** Básicamente la combinación de estos tipos de conexión no tiene mucha diferencia. Las variaciones del sistema dependerán del voltaje de trabajo y la potencia demandante.

**Figura 37. Conexión en paralelo de dos sistemas de dos paneles conectados en series.**



(Ruo, 2001)

## 4. MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA.

**a. Características de los motores de corriente continua.** Un motor de corriente continua es un dispositivo que convierte la energía eléctrica en energía mecánica. Se basa en el principio de la ley de Lorentz la cual indica que un conductor por el que pasa una corriente eléctrica se sumerge en un campo magnético, el conductor sufre una fuerza perpendicular al plano formado por el campo magnético y la corriente. Este efecto se conoce como *efecto de motor*. El campo magnético y el campo eléctrico interactúan para producir fuerzas mecánicas. Dicha fuerza puede estimarse empleando la siguiente fórmula:

$$F = B \cdot l \cdot I$$

Donde:

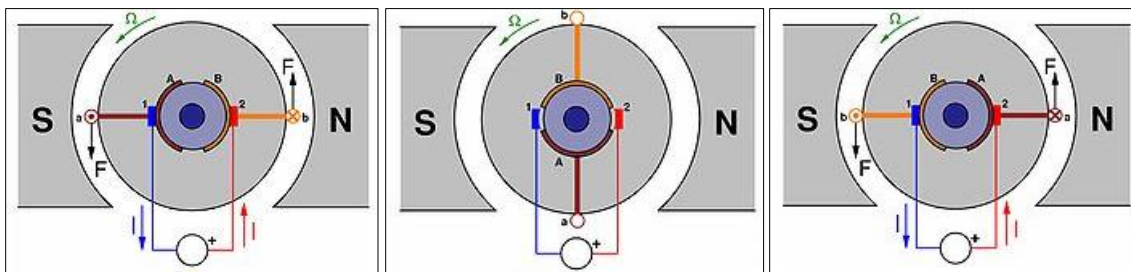
- F = Fuerza (N)
- B = Densidad de campo magnético o densidad de flujo (teslas)
- l = Longitud del conductor (m)
- I = Intensidad que recorre el conductor (A)

Está compuesto por dos armaduras de hierro con forma curva en los cuales son forrados por un embobinado. Ambas armaduras se colocan en un eje y entre polos magnéticos cóncavos cilíndricos. Ambas armaduras se convierten en un electro magneto cuando una corriente los atraviesa. Un conmutador se usa para revertir la dirección del flujo de corriente en el conductor. El conmutador es un anillo de cobre cortado en dos partes: A y B. Los extremos del conductor no están soldados a estos anillos sin embargo tienen contacto con estos en determinado ángulo.

Cuando se le aplica una corriente continua a estos anillos, se crea un campo magnético alrededor de las armaduras de hierro dulce. En un motor DC de dos polos existen tres estados del sistema: armaduras a 0°, armaduras a 90° y armaduras a 180°. En el sistema donde las armaduras se encuentran a 0°, el anillo del conmutador “A” lleva corriente negativa y, estando en el polo negativo, tiende a ser repelido causando rotación. En el sistema donde las armaduras se encuentran a 90°, los anillos pierden contacto con los extremos del conductor y la corriente deja de fluir, sin embargo, las armaduras siguen

rotando debido al momento que se le imprimió. En el sistema donde las armaduras se encuentran a  $180^\circ$ , se intercambian las corrientes por lo que el anillo del conmutador “B” es el que lleva ahora corriente negativa causando rotación en el mismo sentido. El proceso continua siempre y cuando exista corriente en el conmutador. Se diagrama dicho proceso en la figura siguiente.

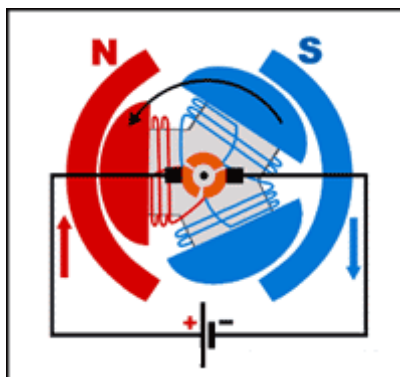
**Figura 38. Esquema del funcionamiento de un motor de DC elemental de dos polos.**



(Benavent, Abellpan, & Figueres, 1999)

La componente de fuerza es máxima en el sistema donde las armaduras se encuentran a  $0^\circ$  y a  $180^\circ$  y es cero en el sistema donde las armaduras se encuentran a  $90^\circ$  y a  $270^\circ$ . Esto se puede resolver colocando una armadura más al motor.

**Figura 39. Motor de corriente DC con rotor formado por tres polos (rotor tripolar).**



(Benavent, Abellpan, & Figueres, 1999)

Estos motores se utilizan en sistemas de bombeo fotovoltaico por dos razones:

- Los paneles solares producen corriente continua, esto implica que se pueden incluso conectar directamente a los paneles sin necesidad de dispositivos

intermedios. Obviamente, la introducción de controladores electrónicos mejora el desempeño del conjunto.

- Es fácil controlar un motor de corriente continua porque únicamente cambiando la tensión en el embobinado es posible graduar el trabajo del motor.

## **E. ACOPLAMIENTO ÓPTIMO PARA OBTENER LA POTENCIA MÁXIMA.**

Los generadores fotovoltaicos son dispositivos no lineales que responden continuamente a las variaciones en el nivel de insolación, temperatura, etc.

Cuando se conecta directamente el generador solar y el motor, hay que tomar en cuenta varios factores para la operación continua del sistema. Se conecta el generador a un motor seria acoplado a una bomba volumétrica (carga constante) la velocidad se mantendrá en cero hasta que se produzca suficiente torque para vencer el torque de carga y la velocidad se incremente hasta que se alcance el estado estable; sin embargo, a niveles bajos de insolación (60% en algunos sistemas), el motor se encuentra parado, la corriente se limita únicamente por la resistencia de armadura y la misma no es suficiente para vencer el par de carga por lo que el motor nunca arrancará. Si este nivel de insolación permanece durante ciertas épocas del año, no habrá producción de agua, teniendo como resultado un sistema ineficiente y muy poco rentable.

Debido a esta limitación del motor en serie, es mejor utilizar motores con excitación independiente acoplados a una bomba centrífuga. De aquí en adelante no se tratan las otras configuraciones, únicamente el sistema generador-motor independiente-bomba centrífuga. En este tipo de sistema de bombeo, la carga es variable de acuerdo a la velocidad. Cuando no hay suficiente insolación y no se produce suficiente corriente, la velocidad es baja; sin embargo, como el par resistente está en función de la velocidad, el par resultará bajo y con la corriente disponible habrá torque como para que arranque la máquina.

**1. POTENCIA SUMINISTRADA POR PANELES SOLARES.** Depende de cuantas células posee el generador, el tamaño y la calidad del mismo. Teóricamente se puede determinar la potencia a partir de los datos suministrados por el fabricante que provienen de pruebas de laboratorio.

Un generador solar puede incluir la ecuación de voltaje-corriente que se utiliza para el cálculo de su potencia en particular.

Un ejemplo de las ecuaciones de un panel solar es la que sigue:

$$V = \frac{N_s}{D} \ln \left[ \frac{I_o + I_f - 1}{I_o} \right] - I \cdot R_s \cdot \frac{N_s}{N_p}$$

Donde:

- $D = q/kT$        $q = 1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$       Carga de electrón
  - o  $A =$  factor de idealidad
  - o  $k =$  constante de Boltzman
  - o  $T =$  temperatura de operación (Kelvin)
- $N_s =$  # de células conectadas en serie en cada fila
- $N_p =$  # de filas
- $I_o =$  corriente inversa de saturación del módulo completo.
- $I_f =$  fotocorriente
- $I =$  corriente del módulo
- $R_s =$  resistencia en serie de una célula.

**2. POTENCIA MÁXIMA EN FUNCION DE LA CORRIENTE.** Cuando un generador solar suministra la máxima potencia, es decir que está trabajando a plena capacidad, existe una relación aproximadamente lineal entre la fotocorriente y la corriente de carga. La expresión más utilizada para relacionar estas dos variables es la siguiente:

$$I = 0.875 \cdot I_f$$

Donde:

- $I$  = corriente de carga
- $I_f$  = fotocorriente

Por lo tanto, para optimizar el uso de paneles solares en general, hay que hacer que la corriente de carga debe ser aproximadamente el 88% de la fotocorriente. En términos prácticos se puede considerar que la fotocorriente es la corriente de corto circuito que determina el nivel de insolación.

**3. REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE POTENCIA.** El objetivo al diseñar un controlador electrónico es mantener al sistema en los puntos de potencia máxima. Para cada punto de potencia máxima, hay un voltaje y una corriente que satisfacen el sistema.

Para aplicaciones de potencia, específicamente en el rango de varios kilowatts, es de suma importancia que la transferencia de potencia sea de manera eficiente porque de lo contrario serían cantidades considerables las que se estarían perdiendo. La potencia considerable que se perdería haría más rentable al sistema. Dicho de otra forma podemos decir que para mantener al sistema de bombeo en su punto óptimo, se puede recurrir a una resistencia variable de acuerdo a las condiciones de insolación. Por ejemplo esta función se puede lograr mediante un regulador lineal. Sin embargo los reguladores lineales trabajan en un punto de operación determinado, de modo que siempre consumen potencia. Debido a que un regulador lineal funcionando con grandes cantidades de corriente disipa también grandes cantidades de potencia, no puede ser aplicable para este caso. Es cierto que el sistema que estamos trabajando no llega a estas cantidades de potencia, sin embargo se pretende establecer un modelo para aplicaciones mayores.

Debido a que los reguladores lineales no son la mejor opción, en aplicaciones de este tipo se utilizan convertidores de switcheo o de conmutación. Estos convertidores tienen eficiencias por encima del 90%.

Básicamente el convertidor tiene que cumplir con las siguientes condiciones: si hay una variación en el nivel de insolación, el punto de operación no corresponderá al de máxima potencia, por lo tanto el convertidor corregirá ese punto de operación, mediante limitar o aumentar la corriente que circula por el panel solar obligándola a que se coloque en el lugar deseado. El convertidor DC-DC no es más que un dispositivo que convierte un valor de voltaje de corriente directa, en otro de corriente directa pero de una manera eficiente. De ahí que pueda llamársele un transformador de corriente directa. El transformador de corriente directa guarda las mismas relaciones que uno de alterna. A diferencia de los transformadores de corriente alterna, los convertidores de conmutación DC-DC no dependen de los devanados primario y secundario para establecer una relación de transformación; más bien, estos dependen de un circuito electrónico que ajusta el tiempo que el conmutador principal se encuentra encendido. A pesar de la flexibilidad de los convertidores de corriente continua en cuanto a control, se demostrara que para optimizar la transferencia de potencia desde el panel hasta el conjunto motor-bomba, basta con mantener una relación lineal entre la corriente de salida del panel y la fotocorriente. Se utiliza un convertidor DC-DC porque este se puede ajustar de modo que cumpla con esta condición.

Para efectos prácticos se pensara en el convertidor como una “caja negra”, cuyos parámetros exteriores que interesan son el voltaje de entrada, el voltaje de salida, la corriente de entrada y la corriente de salida.

**4. INSTALACIÓN DE BATERÍAS.** Las baterías de 12 voltios tienen en su interior 6 elementos cada uno de los cuales entrega 2 voltios, y al sumarse por estar en serie ofrecen los 12 voltios que necesitan la mayoría de los aparatos eléctricos. Por esta misma razón, si se necesitan 24 voltios simplemente se podrían utilizar 2 baterías de 12 voltios y conectarlas en serie.

La capacidad de la batería está relacionada con la cantidad de superficie activa que tiene cada uno de los elementos y la cantidad de elemento activo que tiene cada placa. Si se tienen dos baterías de 12 voltios y se conectan en paralelo, (rojo con rojo y negro con negro) lo que se obtiene es doblar la capacidad manteniendo los mismos 12 voltios de

tensión. Por ejemplo dos baterías de 125 Ah y conectadas en paralelo serán totalmente equivalentes a una única batería de 250 Ah.

Pero cualquier combinación es posible. Con 4 baterías se podrían hacer dos parejas en serie para obtener 24 voltios y luego estas dos parejas conectarlas en paralelo para doblar la capacidad. Pero lo importante a tener en cuenta, es que todas las baterías deben ser iguales, nuevas y de la misma tecnología. Si en el montaje alguna batería es distinta o está más gastada lo cual ha hecho cambiar sus características originales, no podrían ser cargadas con la misma cantidad de corriente, haciendo que el sistema global quede desequilibrado.

La capacidad total del parque de baterías debe ser calculada de tal forma que no se utilice más del 80% de la capacidad total. Es decir, si el banco de baterías ofrece una capacidad de energía de 200Ah, solo se debe disponer de 160Ah. Si se consume más, la batería empezará a deteriorarse sin posibilidad de recuperación.

Cuanto más capaz sea la batería, más importante debe ser la corriente utilizada para cargarla. Para calcular el tiempo de recarga es necesario saber la cantidad de amperios que nos puede suministrar el cargador. Suponiendo que se han consumido 160 Ah de energía, y que el cargador es capaz de entregar una corriente de 20 Amperios. Por tanto se debe cargar la batería durante 8 horas ( $160/20$ ) para restablecer el nivel de carga inicial. Si el cargador es menos potente y entrega 10 Amperios se logrará cargar la batería en el doble de tiempo. Es muy importante recordar que el límite de corriente suministrada a las baterías no puede ser mayor a la máxima corriente de descarga que puede aceptar la batería. Es más, con una carga lenta, las baterías sufren mucho menos.

La instalación del banco de baterías debe realizarse de tal forma que queden sólidamente sujetas y preferiblemente en un lugar que sea estático y con ventilación propia, ya que a excepción las baterías de electrolito en forma de gel, estas pueden soltar hidrogeno y gases nocivos en pequeñas cantidades.

El tipo de cable que se debe utilizar para sus conexiones debe ser adecuado en sección y calidad a la potencia total del banco de baterías. Normalmente la sección es muy gruesa, por lo que a veces se unen entre sí con placas de cobre atornilladas.

### a. Tipos de baterías.

**SLI:** Las baterías para automóviles, referidas como SLI (Starting, Lighting, Ignition), presentan algunas otras ventajas. Son las baterías más baratas cuando se les compara en términos de capacidad nominal, por lo general se producen localmente y están ampliamente disponibles en todos los mercados. La producción local presenta ventajas económicas y sociales, porque representa la posibilidad para el reciclado de las baterías usadas, lo que evita problemas ambientales. El principal inconveniente de esta batería es su relativamente corta vida. El diseño de los vasos se optimiza para entregar altas corrientes durante períodos cortos de tiempo, ya que necesita asegurar el arranque del vehículo cuando la temperatura ambiente es baja (disminuye la actividad química), tienen grandes áreas y placas delgadas, y están poco adaptados para suministrar corrientes bajas durante largos períodos de tiempo antes de recargarlos de nuevo, como se requiere en los sistemas de generación fotovoltaica. Este tipo de baterías debe entregar una corriente pico cercana a los 1,000 Amperios durante un periodo de aproximadamente tres segundos, pero tiene asegurada una recarga inmediata que continúa mientras el automóvil permanezca encendido, por lo que los regímenes de carga son totalmente distintos.

Por lo tanto, es necesario utilizar baterías de capacidad más grande,  $PDd \leq 0.1$  y densidad del electrolito menor a la que se utilizaría normalmente (por ejemplo, 1.24 en lugar de 1.28 g/cl). Esto es necesario para reducir la corrosión y prolongar la vida de las baterías. El aumento de resistencia interna de la batería, que se genera mediante estas prácticas no representa ningún problema en el funcionamiento del sistema fotovoltaico, porque los regímenes de carga y descarga son relativamente bajos en comparación con los regímenes a que se somete la batería generalmente. Las baterías SLI clásicas utilizan aleaciones de plomo y antimonio en las rejillas, y requieren ser frecuentemente rellenadas con agua destilada. Las celdas de las baterías solares tienen una mayor cantidad de material activo por unidad de volumen para alargar la vida útil de las mismas. Este incremento en la cantidad de material activo explica el aumento en el costo de las baterías diseñadas para uso solar.

**SLI modificada:** Existe un procedimiento con el que varían algunas características del diseño de la batería SLI, permitiendo alargar la vida útil de la misma sin alterar su funcionamiento. Las modificaciones más comunes son: introducir placas más gruesas y una mayor cantidad de electrolito en el espacio sobre las placas. Este tipo de baterías se conoce como SLI modificada y en ocasiones se encuentran en los mercados con el nombre de baterías solares. Este tipo de batería representa una alternativa importante en el diseño de sistemas FV y su empleo siempre que sea posible, debe preferirse en lugar de baterías SLI convencionales.

**SLI bajo mantenimiento:** Otro tipo de baterías SLI son las llamadas de bajo mantenimiento, comercializadas a veces como baterías libres de mantenimiento, que emplean aleaciones de plomo y calcio en las rejillas. El calcio aumenta el voltaje con el que se inicia el gaseo, reduciendo la cantidad de agua que consume la batería, pero reduce la cohesión del material activo de las placas y la resistencia al ciclado de la batería. Este tipo de baterías son muy vulnerables a los daños por descargas profundas, y están propensas a deterioro por variaciones en la temperatura. Por estas razones muchos diseñadores de sistemas fotovoltaicos recomiendan no utilizarlas en aplicaciones FV en países cálidos.

**VRLA:** Otra clase de baterías del tipo “libres de mantenimiento”, son las referidas como VRLA (Valve Regulated Lead Acid) para aplicaciones profesionales utilizando electrolito gelatinoso. En estas baterías los gases generados durante el ciclado pueden ser parcial o totalmente recombinados, lo que permite que la caja de la batería sea y sean más resistentes a las descargas profundas. El grado de recombinación depende de la actividad química en el electrolito (valor de corriente). Este tipo de baterías posee una válvula de seguridad que funciona como un cortocircuito externo en condiciones de emergencia, de ahí su nombre. El precio de este tipo de baterías es elevado en comparación con las SLI, pero en los últimos años ha aumentado su uso debido a las numerosas ventajas que ofrece en sistemas FV, por lo que su disponibilidad en el mercado ha aumentado notablemente.

**AGM [19]:** La sigla inglesa AGM denota un tipo de construcción de baterías herméticas: Aggregate Glass Mat, que significa conglomerado con alfombrilla “vitrosa” y

electrolito. La alfombrilla es un separador de placas hecho de una estructura fibrosa de silicio y boro de apariencia vidriosa. El electrolito, reducido a una masa gelatinosa, forma parte del conglomerado.

Este tipo de baterías usan electrolito de ácido y agua, pero con un grado de saturación menor que el electrolito líquido. Algunas de sus características ventajosas son: toleran más abuso que las demás baterías herméticas, debido a que tienen un grado de recombinación de los gases de carga algo superior al 99%; tienen una autodescarga menor al 3% mensual; pueden recargarse al 100% aún después de ser descargada completamente; dejan escapar solamente el 4% o menos del total de los gases de carga; no requieren ningún mantenimiento; poseen mejor resistencia a temperaturas ambientales bajas; y disminuyen costos de envíos, ya que se clasifican como sustancia no peligrosa.

**Tubulares:** Son las baterías de mejor calidad para uso fotovoltaico, están hechas con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de Sb-Se. Con este tipo de baterías pueden alcanzarse vidas útiles de más de ocho años, con  $P_{Dd} = 0,2$  y frecuencias de mantenimiento entre 1 y 2 veces al año. Una desventaja particular de las baterías tubulares en sistemas fotovoltaicos, es que no aceptan fácilmente regímenes de carga muy bajos, además, su costo es elevado y no se asegura su disponibilidad en los mercados actuales de los países en desarrollo. El aumento en el uso de este tipo de baterías, al igual que en el caso de las VRLA, ha resultado beneficioso para los programas de electrificación rural a gran escala, ya que se ha incentivado a los fabricantes para que expandan y diversifiquen el mercado de estos productos.

Debido a estas numerosas ventajas, el costo de estas baterías es obviamente más elevado (dos o tres veces superior) que el de las baterías con electrolito líquido. Este tipo de batería también requiere un mayor tiempo de carga.

**NiCd [19]:** Las baterías de Níquel Cadmio de ciclo profundo tienen un costo de 6 a 8 veces superior a las baterías de plomo ácido con electrolito líquido, aunque su costo operacional a largo plazo es hasta 5 veces menor al de una batería de plomo ácido con la misma capacidad.

Este tipo de baterías usan un diseño conocido como “placas con bolsillos”. Las placas son de acero inoxidable con depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito que se usa en este caso es una solución de agua con hidróxido de potasio con una fina capa de aceite en la superficie superior, que evita la oxidación por el oxígeno del ambiente.

Entre las principales ventajas que ofrece esta clase de baterías están: soportan sin dañarse cargas y descargas excesivas, y operación con bajo estado de carga; mayor eficiencia a altas y bajas temperaturas, y pueden operar con temperaturas variables y una alta humedad en el ambiente, lo que las hace óptimas para climas tropicales; no presentan sulfatación de placas o congelación del electrolito; la autodescarga, que inicialmente es elevada, disminuye con el tiempo permitiendo prolongados periodos de almacenamiento; su vida útil puede ser más del doble que la de una batería solar de plomo ácido de la misma capacidad.

Entre sus principales desventajas está la característica de descarga, debido a que el voltaje de la batería permanece prácticamente constante durante la descarga, hasta que cae súbitamente cuando se agota su capacidad de almacenaje, por lo que no permite tener un aviso previo. Para delimitar los límites de carga de la batería se requiere un voltímetro de gran exactitud, debido a que la diferencia de voltaje entre una batería cargada y descargada es muy pequeña. El bajo voltaje por celda requiere de la colocación de una mayor de estas para lograr voltajes cercanos a los 12 V.

## F. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO.

A continuación se describen los principales componentes de un sistema fotovoltaico autónomo, sus funciones, así como las principales especificaciones que se deben tener en cuenta para realizar la selección de componentes que permitan un funcionamiento eficiente y confiable de dicho sistema.

### 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO.

**a. Aspectos generales.** Se compone de uno o más módulos fotovoltaicos interconectados para conformar una unidad generadora de corriente continua.

Los fallos que se presentan generalmente en sistemas fotovoltaicos no se asocian al generador, sino a los otros componentes del sistema (baterías, regulador, etc.). Por lo que se considera que este es uno de los componentes de más alta fiabilidad.

Los módulos fotovoltaicos con el mismo voltaje nominal pueden conectarse en paralelo sin ninguna restricción, por lo tanto cuando se agranda un generador fotovoltaico sólo es necesario verificar la sección de los cables y la capacidad del regulador para manejar el nuevo valor de la corriente máxima.

**2. CONSIDERACIONES PRELIMINARES.** Previo a hacer el cálculo del sistema fotovoltaico se debe conocer el tiempo que la bomba estará en funcionamiento. Para ello se recurre a las hojas técnicas del tanque donde se especifica el volumen que se desplaza por ciclo.

$$No. de ciclos = \frac{Dot. diaria}{Vol./ciclo}$$

Una vez obtenido el número de ciclos diarios, se multiplica este valor por el tiempo que toma cada ciclo (1 o 2 minutos).

**3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES.** El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada por la carga. Por lo que para dimensionar tanto los

módulos como las baterías de un sistema FV autónomo, es necesario conocer las cargas a conectar (televisores, radios, etc.), la potencia nominal de cada una ( $P$ ), el número de aparatos de determinado tipo ( $n$ ) y las horas diarias de funcionamiento ( $t$ ). El consumo diario ( $C_d$ ), medido en Wh/día, para un sistema hidroneumático se calcula entonces de la siguiente forma.

$$C_d = 746 \cdot P \cdot n \cdot t$$

Donde:

- $C_d$  = consumo energético teórico diario. (Wh/día)
- $P$  = potencia. (Hp)
- $n$  = número de artefactos.
- $t$  = horas de trabajo de la bomba por día. (hrs/día)

**P:** es la potencia nominal de la bomba en caballos de fuerza (Hp).

**Hrs:** las horas de trabajo de la bomba de una bomba debe encontrarse en un rango de 3-6 horas.

A partir de este valor debe calcularse el consumo energético real,  $E$  (Wh), que considera los diversos factores de pérdida en la instalación FV de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{C_d}{R}$$

Donde el parámetro  $R$  es el rendimiento global de la instalación fotovoltaica definido como:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{P_d}\right)$$

Donde:

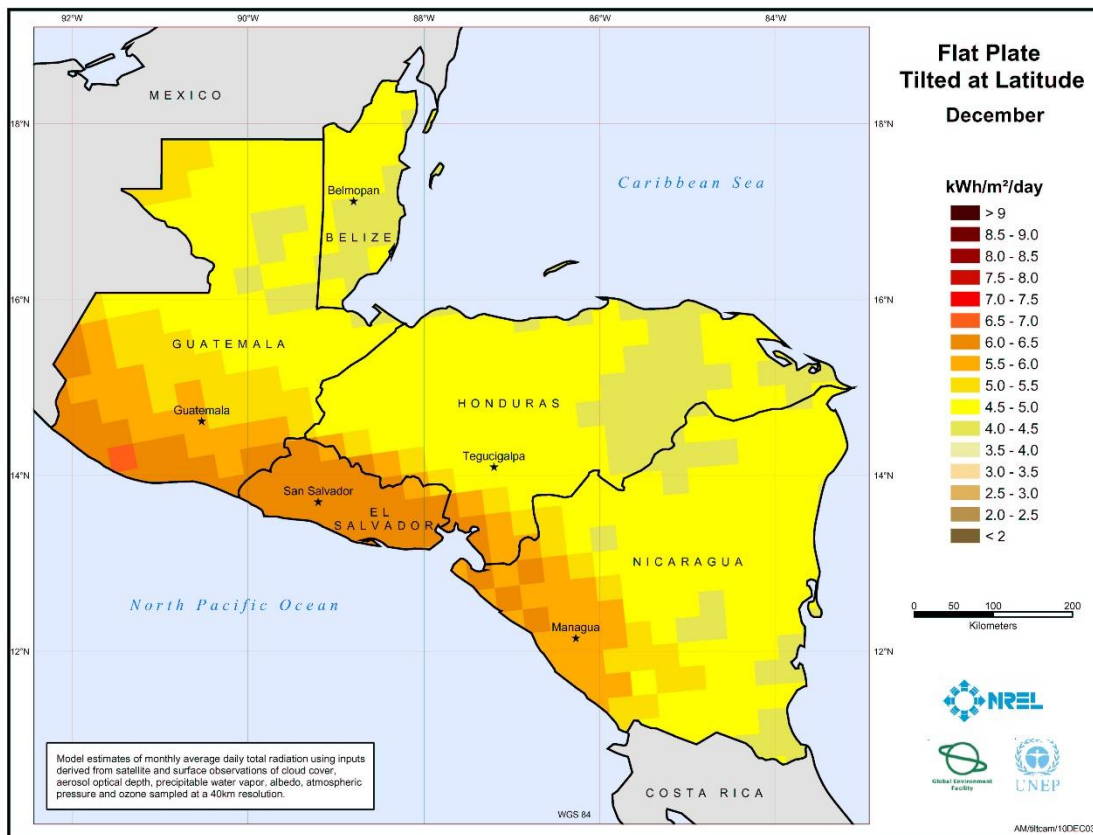
- $R$  = rendimiento global de la instalación.
- $k_b$  = coeficiente de perdidas debidas al rendimiento del acumulador.
  - 0.05 en sistemas que no se producen descargas intensas.

- 0.1 en sistemas con descargas profundas.
- $k_c$  = coeficiente de pérdidas en el inversor.
  - 0.005 para inversores de salida sinusoidal pura, en condiciones óptimas.
  - 0.1 para condiciones de trabajo lejos de las óptimas.
- $k_v$  = coeficiente de perdidas varias (transmisión).
  - el intervalo de valores de este parámetro que se toma como referencia es  $0.05 < k_v < 0.15$ .
- $k_a$  = coeficiente de autodescarga diaria de las baterías, los valores típicos son:
  - 0.002 para baterías de baja autodescarga (Ni-Cd) (níquel-cadmio).
  - 0.005 para baterías estacionarias de plomo ácido (las más comunes).
  - 0.012 para baterías de alta autodescarga (SLI)( Starting, Lighting, Ignition).
- $N$  = días de autonomía de la instalación.
  - 2 días de autonomía como mínimo.
- $P_d$  = profundidad de descarga diaria de la batería.
  - No debe exceder el 80% de la capacidad nominal del acumulador.

Nota: los ejemplos en los que se aplican estas ecuaciones se encuentran en el Marco Práctico, sección 2.

Ahora, es necesario conocer la radiación solar diaria ( $H$ ), medida en KWh/m<sup>2</sup>/día para cada mes del año en función de la localización geográfica e inclinación de los paneles y en base a datos estadísticos históricos de la zona.

Figura 40. Mapa de potencial solar.



(Ministerio de Energía y Minas, 2012)

El valor anual de radiación global solar para todo el país de Guatemala, en promedio es de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>/día.

La importancia de este mapa radica en que se pueden conocer los lugares de acuerdo a su nivel de radiación, la viabilidad para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

Un concepto de suma importancia para realizar el dimensionamiento de la cantidad y capacidad de los paneles necesarios en la instalación es el número de Horas Pico Solares (HPS) que se refiere al número de horas diarias de luz solar equivalentes, referidas a una Irradiancia constante  $I=1\text{kWh/m}^2$ , a la cual se mide siempre la potencia de los paneles.

La cantidad de energía producida por un panel a lo largo de todo el día, es equivalente a la energía que se produciría en las horas pico solar si el panel opera a su potencia

máxima o nominal ( $W_p$ ). Guatemala goza de un promedio de 6 HPS en la temporada crítica. Dicha potencia es el principal parámetro que describe el funcionamiento del panel y la especificación más importante en el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

El número de paneles necesario ( $N_p$ ) se calcula empleando el número de horas pico solares del peor mes del año y la potencia pico del panel escogido:

$$N_p = \frac{E}{0.9 \cdot W_p \cdot HPS}$$

Donde

- $N_p$  = número de paneles
- $E$  = consumo energético real diario (Wh/día)
- $W_p$  = potencia nominal de los paneles (W)
- $HPS$  = horas pico solares (6 para Guatemala según Ministerio de Energía y Minas, 2012)

#### 4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.

**a. Aspectos generales.** El sistema de almacenamiento en un sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de baterías, generalmente de plomo-ácido, que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación.

Una de las características más importante de un batería en una instalación fotovoltaica es el ciclado. El ciclado diario se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el ciclo estacional que se asocia a periodos de reducida incidencia de radiación. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, etc. inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos de mantenimiento.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería en un sistema FV son:

- El máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un número específico de horas de descarga.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima.
- La vida útil.

Debido a que los parámetros utilizados en la prueba son corriente y tiempo, la capacidad de la batería se define en Ampere-horas (Ah). A partir de este valor puede determinarse la corriente máxima para un determinado régimen de descarga.

Debido a la necesidad de evitar descargas excesivas, debe limitarse la máxima profundidad de descarga (PD<sub>max</sub>) a un valor específico, generalmente está entre 0.3 y 0.6 de la capacidad nominal. Al alcanzar este límite debe interrumpirse el suministro de energía a las cargas. La capacidad disponible  $C_u$ , es menor que la capacidad nominal  $C_b$  (carga total que podría extraerse de la batería). Y se tiene que

$$C_u = C_b \cdot PD_{max}$$

La primera etapa en el dimensionado de las baterías, consiste en asegurar que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes. Para lograr esto, la capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 2 y 5 días de autonomía (días que el sistema puede suministrar energía en ausencia de radiación solar usando solo las baterías).

La ecuación siguiente permite calcular la capacidad del banco de baterías  $C$  (Ah), a partir del consumo energético real  $E$ , previamente calculado; los días de autonomía  $N$ ; la tensión nominal del acumulador  $V$  (usualmente 12 V); y la profundidad de descarga permitida  $Pd$ .

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot Pd}$$

Con este dato, puede calcularse el número de baterías que se requieren ( $N_b$ ) con base en la capacidad de la batería elegida ( $Q_{bat}$ ) en kWh.

$$Nb = \frac{C}{C_{bat}}$$

**5. REGULADOR DE CARGA.** En cuanto al regulador de carga, su elección se realizará en función de la aplicación, la tensión nominal del sistema y la corriente máxima de generación.

La corriente en operación continua que debe ser soportada por el controlador de carga, será como máximo la intensidad de cortocircuito de los módulos multiplicado por el número de módulos en paralelo

$$I_{mg} = N_{pp} \cdot I_{cc}$$

Donde:

- $I_{mg}$  = intensidad máxima a soportar en régimen nominal por el regulador.
- $N_{pp}$  = número de modelos conectados en paralelo.
- $I_{cc}$  = intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

**6. INVERSOR DC/AC.** En algunas instalaciones fotovoltaicas es necesario suministrar energía en corriente alterna (AC) por lo que se dispondrán de un equipo para invertir la corriente a partir de la corriente continua (DC) generada por el sistema. El inversor, por lo general, se conectará directamente a la batería, para evitar que los picos de corriente puedan dañar al regulador de carga.

El cálculo del inversor se determina con la suma de la potencia de los equipos de corriente alterna (AC), en este caso la bomba. De acuerdo al valor de demanda de potencia se determina su capacidad, teniendo en cuenta que debe ser de mayor capacidad que el total.

Por otro lado es necesario conocer el tipo de carga que se desea conectar al inversor, pues existen diferentes tecnologías en cuanto a la forma de onda (onda cuadrada, sinusoidal modificada, sinusoidal pura) que pueden no ser adecuadas para determinados equipos.

# III. MARCO PRÁCTICO

## A. DISEÑO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE PARA UNA RESIDENCIA PARTICULAR DE DOS NIVELES Y SUSTENTO DE ENERGÍA SOLAR.

El diseño de un sistema de una red de distribución de agua potable para una residencia de dos niveles es de menor complejidad que el diseño del sistema de abastecimiento municipal, por el tamaño de la misma. Para ello se seguirán los pasos indicados en el Marco Conceptual, sección A.11 de este trabajo ya que se utilizan métodos para un cálculo simplificado.

**1. DISEÑO DE RED DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE PARA UNA RESIDENCIA TÍPICA.** En este ejemplo se tomarán los planos de una residencia amplia y se realizarán los cálculos para el diseño de la red de abastecimiento necesaria. Se ejemplificarán los pasos a seguir utilizando el sistema inglés. Los planos arquitectónicos, amueblados y de distribución de tuberías se muestran en el Anexo B.

Observando los planos se procede a cuantificar el número de artefactos que serán servidos y hacer la sumatoria de unidades de flujo correspondiente.

**Tabla 9. Unidades de flujo del sistema.**

Tipo de artefacto	Unidades	Valor de unidad de flujo con una presión de entrada de 35 psi	Total U.F.
Dispensador enfriado	1	1	1
Lavatrastos de ½"	1	3	3
Lavatrastos automatico	1	5	5
Pila ½" (o chorro)	7	3	21
Ducha	6	4	24
Lavamanos de servicio de ½"	7	3	21
Inodoro tipo tanque	6	3	18
Lavadora de ropa ½"	1	6	6
Videt	1	4	4
<b>Total</b>			<b>103</b>

(Fuente Propia, 2013)

Una vez se tenga el total de Unidades de Flujo (UF) se busca este valor en la tabla 3 para obtener el caudal probable de demanda inmediata. Según la tabla, para 100 UF se tiene un caudal probable de 24 gpm y para 125 UF se tiene un caudal probable de 26 gpm por lo que es posible asumir un caudal probable de 25 gpm a una presión de 35psi.

Con valor de caudal de demanda inmediata se procede a estimar el diámetro de tubería mediante la fórmula en el sistema inglés.

$$\phi = \sqrt{\frac{(25 \text{ gpm}) \cdot 0.4086}{6}} \approx 1.3048 \text{ pulg} \rightarrow 1\frac{1}{4}" - 1\frac{1}{2}"$$

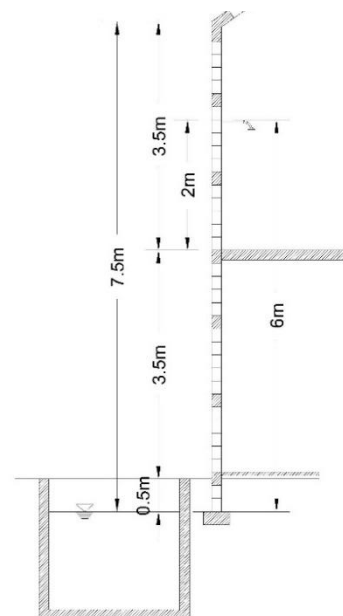
Este resultado se encuentra entre los diámetros comerciales que se muestran anteriormente lo cual indica que el diámetro de tubería de 1½" será usado en el circuito cerrado principal de la planta baja mientras que en el circuito cerrado de la planta alta se usará un diámetro de 1¼". Esto con el objetivo que se reduzcan las pérdidas en la planta baja y se tenga un ahorro de monetario en el circuito de la planta alta.

Una vez se tenga estimado el diámetro de los circuitos principales se procede a calcular la Carga Dinámica Total (CDT) como se especifica en el Marco Conceptual, Sección 11:

Para obtener el valor de  $\Delta h$  se asumirá una altura de 3.50m por piso, una distancia de 0.50m del nivel de agua de cisterna al suelo y la altura de instalación de una ducha de 2.00m esto da un total de 6.00m (19.686 ft  $\rightarrow$  19.7 ft.)

Se procede a encontrar las pérdidas por fricción en la tubería mediante Hazen-Williams. La longitud se encontrará sumando la longitud del tramo más largo del circuito principal de la planta baja más la altura del primer nivel más la altura de instalación de una ducha.

**Figura 41. Esquema para encontrar  $\Delta h$  aproximado.**



(Fuente Propia, 2013)

$$L_{tot} = L_{planta} + h_{nivel} + h_{inst} = 20.7m + 3.50m + 2.00m = 26.2m = 85.936 ft$$

$$H_f = \frac{4,619.4747 \cdot V^{1.852}}{C^{1.852} \cdot \phi^{1.167}} = \frac{4,619.4747 \cdot 6.43^{1.852}}{150^{1.852} \cdot 1.377^{1.167}} = 9.3947 ft$$

Nota: La velocidad se obtuvo de la tabla de velocidades vs. pérdidas en el Anexo A buscando el valor de diámetro de 1¼" y 30 gpm (esto queda a discreción del diseñador)

La presión de trabajo mínima en el artefacto más crítico no deberá ser menor que 20 psi, es decir, 46.2 ft.c.a.

Entonces:

$$CDT = \Delta h + H_f + H_{pt} = 19.7 ft + 9.4 ft + 46.2 ft = 75.3 ft$$

Encontramos la presión mínima en el circuito mediante:

$$P_{min} = \frac{CDT}{2.31} = \frac{75.3}{2.31} = 32.6 psi \rightarrow 35 psi - 55 psi$$

El valor calculado se redondea al múltiplo de 5 superior para obtener la presión mínima requerida por el sistema es de 32.6 psi por lo que la presión mínima se tomará de 35 psi. El diferencial de presiones que maneja un sistema hidroneumático es de 20 psi por lo que el rango de presiones para este sistema se encuentra entre 35-55psi. Suponiendo ahora que el usuario desee una presión mínima de 40 psi, el rango se encontraría entre 40-60 psi, se debe hacer la siguiente corrección del caudal según la tabla 6:

$$25 gpm \times 1.07 = 27.82 gpm \rightarrow 28 gpm$$

Debido a esta presión nueva de 40 psi, la CDT cambia a ser 92.4 ft.

$$40 psi \cdot 2.31 ft/psi = 92.4 ft$$

Se procede a calcular la potencia de la bomba para el sistema asumiendo una eficiencia de 65%:

$$Hp = \frac{28 gpm \cdot 92.4 ft}{3,960 \cdot 0.65} = 1.0051 Hp \approx 1Hp$$

La marca STA-RITE brinda un catálogo en el que se encontró las especificaciones de una bomba modelo NHE de 1 caballo de fuerza (HP) que satisfacen las necesidades del sistema a abastecer. Las hojas técnicas se encuentran en el Anexo C.

Seguidamente se estima el volumen mínimo del tanque hidroneumático según Tabla 7:

$$V_{min} = \frac{28 \text{ gpm} \cdot 1 \text{ min}}{0.27} \approx 103.7037 \text{ gal} \rightarrow 100 \text{ gal}$$

STA-RITE también brinda las especificaciones de un tanque catalogo PSC-85-25 que satisface estas necesidades. Este tanque cuenta con una capacidad de 85 galones y 23 galones por ciclo. Las hojas técnicas se encuentran en anexos.

Por último, se realiza el dimensionamiento del tanque cisterna que alimentará el sistema. Para ello se consultó el INE (Instituto Nacional de Estadística) para encontrar el dato de dotación mínima en lt/hab/día.

**Tabla 10. Plantas de tratamiento a cargo de AMSA.**

Planta de tratamiento	Ubicación	Población beneficiada	Caudal	
			Litros/Segundo	m <sup>3</sup> /día
San Cristóbal <sup>a</sup>	Frente a la Colonia Pinares, ruta a Peronia, Ciudad San Cristóbal, Mixco.	30,000	120	10,368
San Jacinto	Colonia Lomas de San Jacinto, zona 10 de Mixco.	7,000	15	1,296
Mezquital	Colonia Mezquital, municipio de Villa Nueva.	12,000	20	1,728
Villa Lobos I	Colonia Villa Lobos I, municipio de Villa Nueva.	15,000	20	1,728
Santa Isabel II	Colonia Santa Isabel II, municipio de Villa Nueva.	16,800	20	1,728
La Cerra	Al pie del cerro La Cerra, entre el Puente el Zapote y el Cementerio del casco municipal de Villa Canales.	160,000	250	21,600
El Frutal <sup>b</sup>	Colonia El frutal, Zona 5 de Villa Nueva.	55,000	250	21,600

(AMSA, 2009)

Con base en los datos de esta tabla obtenemos un promedio de dotación mínima para el año 2009.

**Tabla 11. Promedio de dotación mínima para el año 2009.**

Población beneficiada	Caudal		DOT.
	Litros/Segundo	m <sup>3</sup> /día	LT/HAB/DIA
30,000	120	10368	346
7,000	15	1296	185
12,000	20	1728	144
15,000	20	1728	115
16,800	20	1728	103
160,000	250	21600	135
55,000	250	21600	393
<b>PROMEDIO</b>			<b>203</b>

(AMSA, 2009)

Estos datos se aplicaban para el año 2009, sin embargo este valor todavía es posible utilizarlo como dotación actual. Este valor de 203 lt/hab/día, se aproxima a 200 lt/hab/día para simplicidad.

El valor de dotación para el jardín se estimará en 2 lt/m<sup>2</sup>/día ya que no se riega todos los días.

**Tabla 12. Dotación mínima calculada.**

USO	DOT. MÍNIMA	CANTIDAD	VOLUMEN DIARIO
RESIDENCIA	200 LT/HAB/DÍA	7 HAB	1400 LT. DIARIOS
JARDÍN	2 LT/M2/DÍA	140 M2	280 LT. DIARIOS
<b>DEMANDA</b>			<b>1680 LT</b>

(Fuente Propia, 2013)

Una vez obtenido el volumen diario en litros se dimensiona el tanque recordando que 1,000 litros son 1 m<sup>3</sup>, entonces, es necesario un tanque de 1.68 m<sup>3</sup> para abastecer un día. Se sugiere que se debe tener una cisterna con capacidad para abastecer dos días como mínimo por lo que la cisterna resultante debe tener un volumen de 3.36 m<sup>3</sup>. Se debe tomar en cuenta que la altura del tanque no puede superar los 4.5 metros debido a la cavitación.

**2. DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO.** A continuación se ejemplifica el método de cálculo del sistema fotovoltaico para alimentar el sistema hidroneumático previamente diseñado. Para ello se seguirán los pasos indicados en el Marco Conceptual, Sección F de este trabajo.

Previo al diseño se debe conocer el tiempo que estará encendida la bomba diariamente.

$$No. de ciclos = \frac{Dot. diaria}{Vol./ciclo} = \frac{1,680 \text{ lt}}{87.066 \text{ lt/ciclo}} \approx 19.2957 \text{ ciclos}$$

El tiempo por ciclo es de 15 minutos por lo que la bomba estará encendida un aproximado de 4.82 horas diarias. Como margen de seguridad se diseñará a 5 horas diarias.

Se procede a calcular la carga diaria teórica con la potencia nominal de la bomba.

$$C_d = 746 \cdot 1 \text{ Hp} \cdot 1 \cdot 5 \text{ hrs} = 3730 \text{ Wh/día}$$

Con este resultado procedemos a calcular la energía real del sistema para 2 días de autonomía.

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{P_d}\right) = (1 - 0.05 - 0.01 - 0.1) \cdot \left(1 - \frac{0.005 \cdot 2}{0.8}\right) = 0.8295$$

$$E = \frac{C_d}{R} = \frac{3,730 \text{ Wh/día}}{0.8295} = 4,496.685 \text{ Wh/día}$$

Con este resultado se procede a calcular el número de paneles necesario. El panel que fue elegido para este ejemplo tiene una potencia de 260 W, 12 V y 3.6 A.

$$N_p = \frac{E}{0.9 \cdot W_p \cdot HPS} = \frac{4,496.685 \text{ Wh/día}}{0.9 \cdot 260 \text{ W} \cdot 6 \text{ hrs}} = 3.203 \rightarrow 4 \text{ paneles}$$

Se procede a calcular la capacidad del banco de baterías para 2 días de autonomía:

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot Pd} = \frac{4,496.685 \text{ Wh/día} \cdot 2 \text{ días}}{12 \text{ V} \cdot 0.8} = 936.8093 \text{ Ah}$$

Con este dato calculamos el número de baterías. Para este ejemplo se utilizaran baterías de 125 Ah, 12 V.

$$Nb = \frac{C}{C_{bat}} = \frac{936.8093 \text{ Ah}}{125 \text{ Ah}} \approx 7.49447 \rightarrow 8 \text{ baterías}$$

## B. ANÁLISIS FINANCIERO.

Se utilizará como punto de comparación la vida útil de una bomba hidroneumática de 1 HP de potencia. Según especificaciones del fabricante la bomba tiene 20 años de vida útil. Así mismo se estima que en una residencia promedio, una bomba de este tipo en un sistema hidroneumático genera 4.5 kWh de consumo energético al día. Según la Tabla 13, la inversión inicial para el sistema de abastecimiento de agua potable debería de ser de Q5,655.00 para comprar la bomba de 1 HP de potencia y el taque hidroneumático con una capacidad de 85 galones.

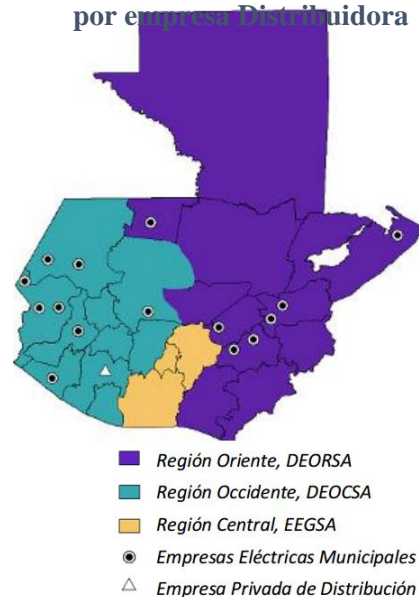
**Tabla 13. Tabla de costos iniciales generales.**

Item	Cant.	Costo	Vida Util en años
Bomba de 1 HP	1	Q 3,500.00	20
Tanque de 85 gal	1	Q 2,155.00	20
<b>Total</b>		<b>Q 5,655.00</b>	

(Fuente propia, 2013)

**3. DATOS GENERALES.** En este apartado se obtendrán datos generales para realizar una comparación financiera confiable. Para este análisis es necesario establecer la tasa de crecimiento de la tarifa por kWh. Para ello se recurrió al CNEE. Los datos proporcionados se especifican en la siguiente tabla.

**Figura 42. Regiones de Distribución por empresa Distribuidora**



(Ministerio de Energía y Minas, 2012)

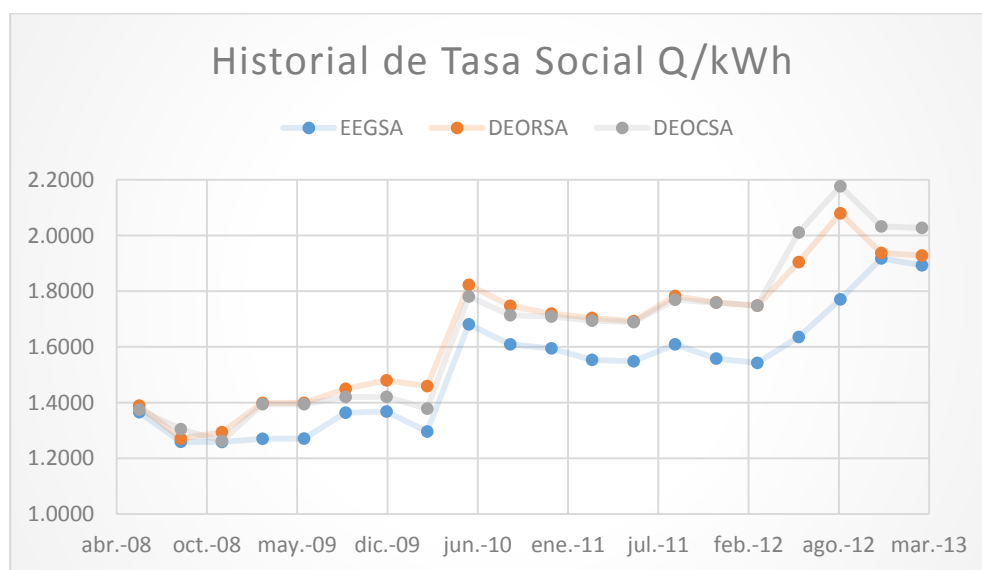
**Tabla 14. Historial de TS y TNS desde mediados del 2008. (Q/kWh)**

		EEGSA DEORSA DEOCSA					EEGSA DEORSA DEOCSA		
Jun-08	Tarifa Social	1.3659	1.3894	1.3750	Dec-10	Tarifa Social	1.5946	1.7193	1.7089
	Tarifa No Social	1.6403	1.9599	1.8586		Tarifa No Social	1.5978	1.8586	1.7787
Sep-08	Tarifa Social	1.2591	1.2707	1.3047	Mar-11	Tarifa Social	1.5537	1.7042	1.6941
	Tarifa No Social	1.6816	1.8927	1.7987		Tarifa No Social	1.5742	1.8442	1.7644
Dec-08	Tarifa Social	1.2590	1.2940	1.2620	Jun-11	Tarifa Social	1.5481	1.6924	1.6893
	Tarifa No Social	1.5500	1.7600	1.8600		Tarifa No Social	1.7206	1.8425	1.7552
Mar-09	Tarifa Social	1.2700	1.3989	1.3942	Sep-11	Tarifa Social	1.6090	1.7825	1.7692
	Tarifa No Social	1.3400	1.7300	1.8300		Tarifa No Social	1.9281	1.9463	1.7850
Jun-09	Tarifa Social	1.2710	1.3990	1.3942	Dec-11	Tarifa Social	1.5582	1.7596	1.7592
	Tarifa No Social	1.2350	1.5546	1.5491		Tarifa No Social	1.8489	1.9214	1.7095
Sep-09	Tarifa Social	1.3638	1.4495	1.4203	Mar-12	Tarifa Social	1.5426	1.7484	1.7485
	Tarifa No Social	1.3784	1.5729	1.5526		Tarifa No Social	1.8295	1.9128	1.6891
Dec-09	Tarifa Social	1.3677	1.4799	1.4208	Jun-12	Tarifa Social	1.6354	1.9044	2.0109
	Tarifa No Social	1.4637	1.6781	1.6469		Tarifa No Social	1.9606	2.0478	1.8133
Mar-10	Tarifa Social	1.2961	1.4592	1.3780	Sep-12	Tarifa Social	1.7707	2.0796	2.1765
	Tarifa No Social	1.7693	1.8392	1.8406		Tarifa No Social	2.0986	2.1954	1.9511
Jun-10	Tarifa Social	1.6810	1.8226	1.7807	Dec-12	Tarifa Social	1.9178	1.9370	2.0322
	Tarifa No Social	1.9438	1.9934	1.9675		Tarifa No Social	1.8291	1.9830	1.8229
Sep-10	Tarifa Social	1.6092	1.7473	1.7139	Mar-13	Tarifa Social	1.8931	1.9277	2.0276
	Tarifa No Social	1.7483	1.9059	1.8274		Tarifa No Social	1.8278	1.9709	1.8114

(CNEE, 2013)

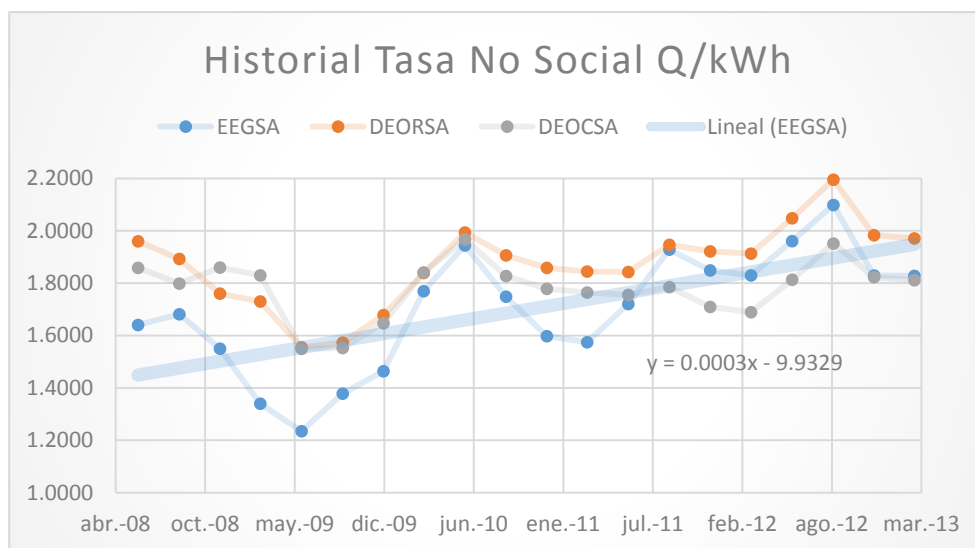
Los datos de esta tabla se tabularon y se realizó una regresión lineal para aproximar la tasa de crecimiento del valor del precio promedio anual de la energía para EEGSA.

**Gráfica 3. Historial de Tasa Social Q/kWh.**



(Fuente propia, 2013)

Gráfica 4. Historial de Tasa No Social Q/kWh.



(Fuente propia, 2013)

Esta regresión lineal sugiere que hay una tasa de crecimiento del precio por kWh aproximado del 0.03% trimestral (0.12% anual) para EEGSA (empresa que se elegirá para el estudio ya que es la que proporciona la energía a la ciudad capital según la Figura 42).

La tasa de interés anual se estimará de la siguiente forma (asumiendo una tasa de interés de un banco local de 5% y el valor actual de inflación de 2.4%):

$$\begin{aligned}
 TMAR &= i + f + if = 5\% + 2.4\% + (5\% \cdot 2.4\%) = 7.52\% \text{ anual} \\
 &= 1.88\% \text{ trimestral}
 \end{aligned}$$

**4. COSTO DEL SISTEMA TRADICIONAL CON ENERGÍA COMERCIAL.** Según la tabla la inversiones iniciales generales, el desembolso para este sistema debería de ser de Q5,655.00. Los pagos “mensuales” de la energía se analizará mediante pagos anuales donde se cobre el total de consumo de kWh multiplicado por el valor de kWh del respectivo año.

**5. COSTO DEL SISTEMA ACCIONADO POR ENERGÍA FOTOVOLTAICA.** Los costos iniciales de este sistema son los mismos que el del sistema comercial sumándole el monto de la tecnología fotovoltaica y el banco de baterías.

**Tabla 15. Tabla de costos iniciales para el sistema fotovoltaico.**

Item	Cant.	Costo	Vida Util en años
Bomba de 1 HP	1	Q 3,500.00	20
Tanque de 85 gal	1	Q 3,750.00	20
Panel Solar de 260 W	4	Q 3,360.00	35
Baterías de 12 V	8	Q 490.00	5
<b>Total</b>		<b>Q24,610.00</b>	

(Fuente Propia, 2013)

Debido a que las baterías tienen una vida útil corta, se debe agregar el monto de estas a los plazos indicados.

**6. ANÁLISIS FINANCIERO MEDIANTE EL PUNTO DE EQUILIBRIO.** De acuerdo con las previas observaciones, el flujo de caja para 20 años de ambas opciones resultaría como se muestra en la tabla siguiente.

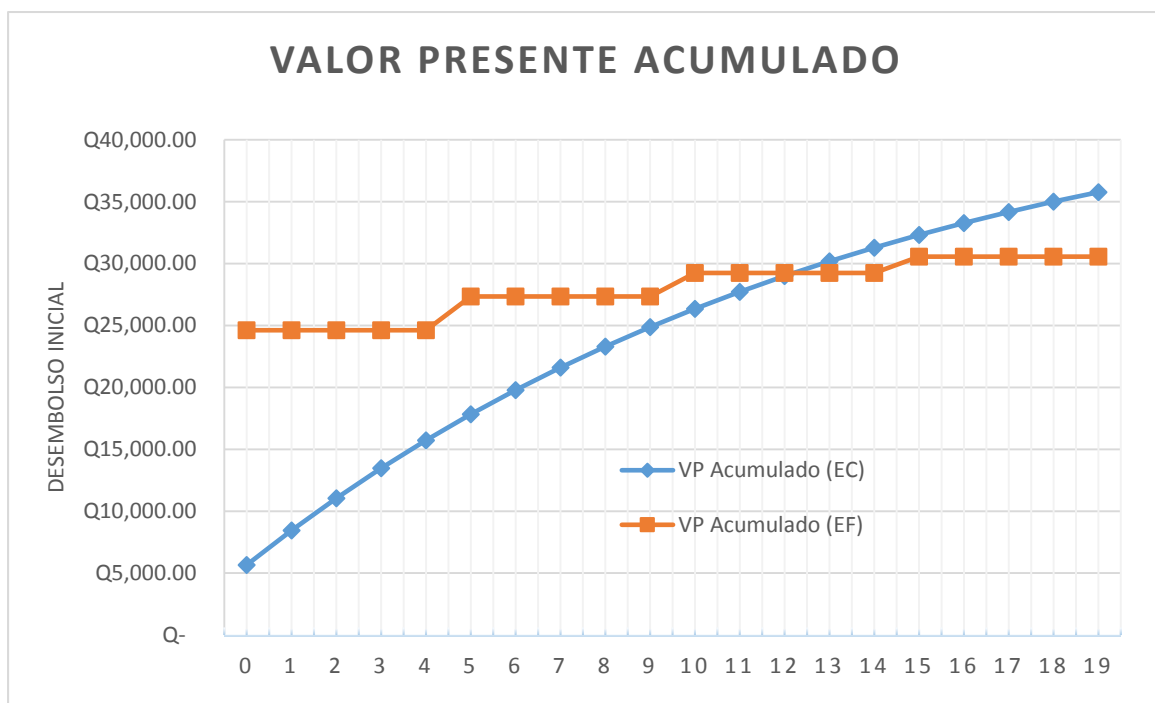
Tabla 16. Flujo de caja y Valor Presente Acumulado de ambas opciones.

Años	Energía Comercial (EC)	Energía Fotovoltaica (EF)	VP Acumulado (EC)	VP Acumulado (EF)
0	Q 5,655.00	Q 24,610.00	Q 5,655.00	Q 24,610.00
1	Q 3,003.56	Q -	Q 8,448.49	Q 24,610.00
2	Q 3,007.16	Q -	Q 11,049.72	Q 24,610.00
3	Q 3,010.77	Q -	Q 13,471.92	Q 24,610.00
4	Q 3,014.39	Q -	Q 15,727.42	Q 24,610.00
5	Q 3,018.00	Q 3,920.00	Q 17,827.68	Q 27,337.97
6	Q 3,021.63	Q -	Q 19,783.39	Q 27,337.97
7	Q 3,025.25	Q -	Q 21,604.50	Q 27,337.97
8	Q 3,028.88	Q -	Q 23,300.28	Q 27,337.97
9	Q 3,032.52	Q -	Q 24,879.34	Q 27,337.97
10	Q 3,036.16	Q 3,920.00	Q 26,349.73	Q 29,236.40
11	Q 3,039.80	Q -	Q 27,718.92	Q 29,236.40
12	Q 3,043.45	Q -	Q 28,993.87	Q 29,236.40
13	Q 3,047.10	Q -	Q 30,181.08	Q 29,236.40
14	Q 3,050.75	Q -	Q 31,286.57	Q 29,236.40
15	Q 3,054.42	Q 3,920.00	Q 32,315.99	Q 30,557.53
16	Q 3,058.08	Q -	Q 33,274.55	Q 30,557.53
17	Q 3,061.75	Q -	Q 34,167.14	Q 30,557.53
18	Q 3,065.42	Q -	Q 34,998.30	Q 30,557.53
19	Q 3,069.10	Q -	Q 35,772.26	Q 30,557.53

(Fuente Propia, 2013)

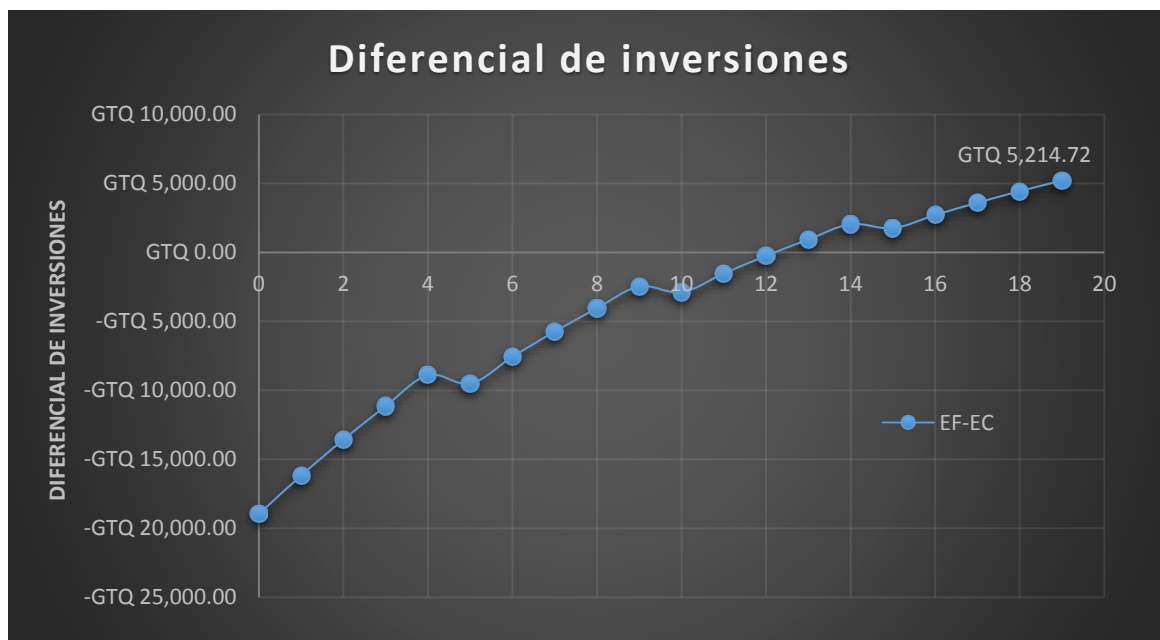
Se puede inferir, a partir del Valor Presente Acumulado, que el punto de equilibrio entre ambas opciones se encuentra casi al inicio del año 12 tal como se puede apreciar en la siguiente gráfica. También se puede inferir de esta tabla que el ahorro total después de concluido el periodo es de aproximadamente Q5,214.72.

Gráfica 5. Comparación de Valor Presente Acumulado de ambas opciones.



(Fuente Propia, 2013)

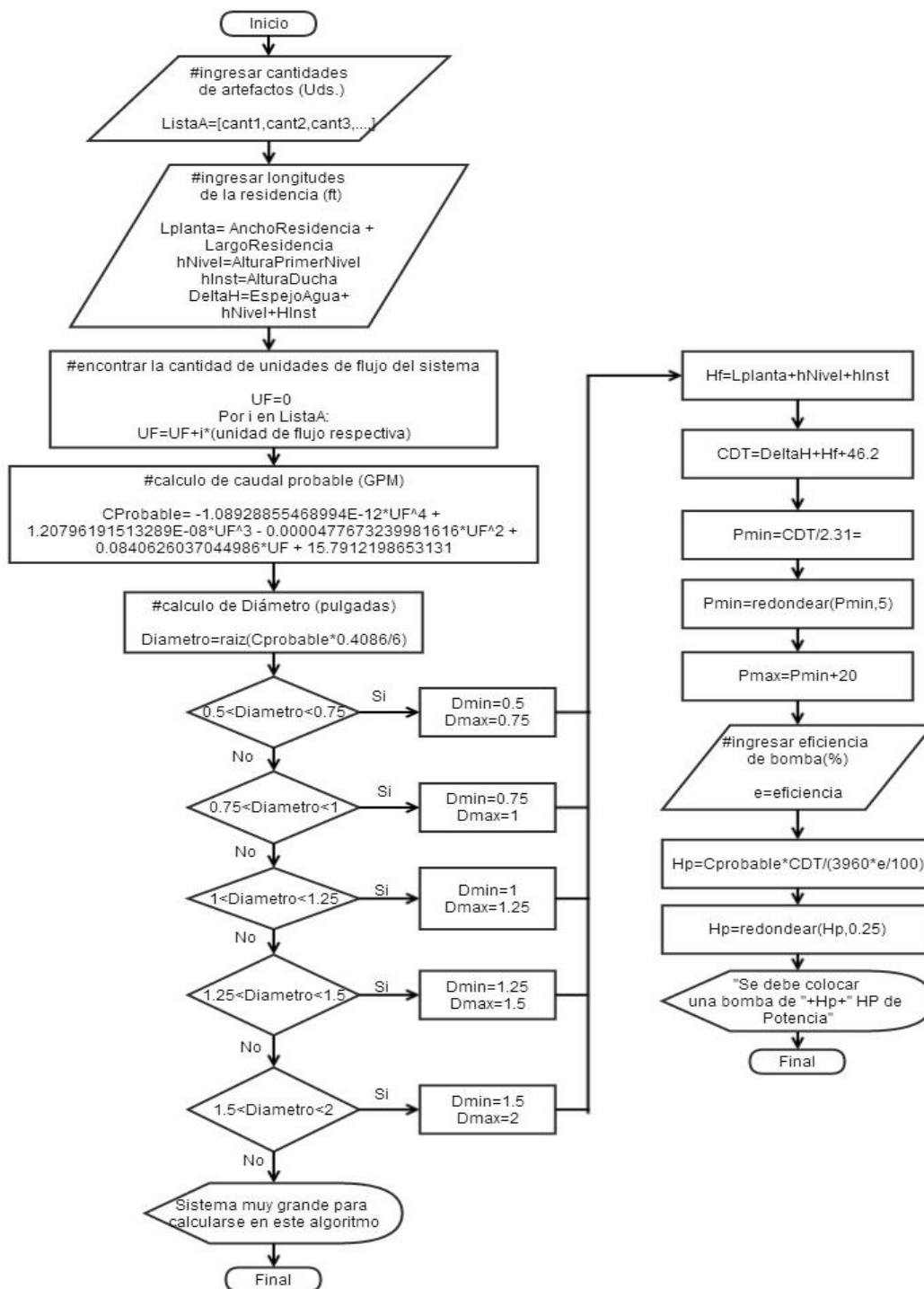
Gráfica 6. Diferencial de VP entre ambas inversiones a lo largo del tiempo.



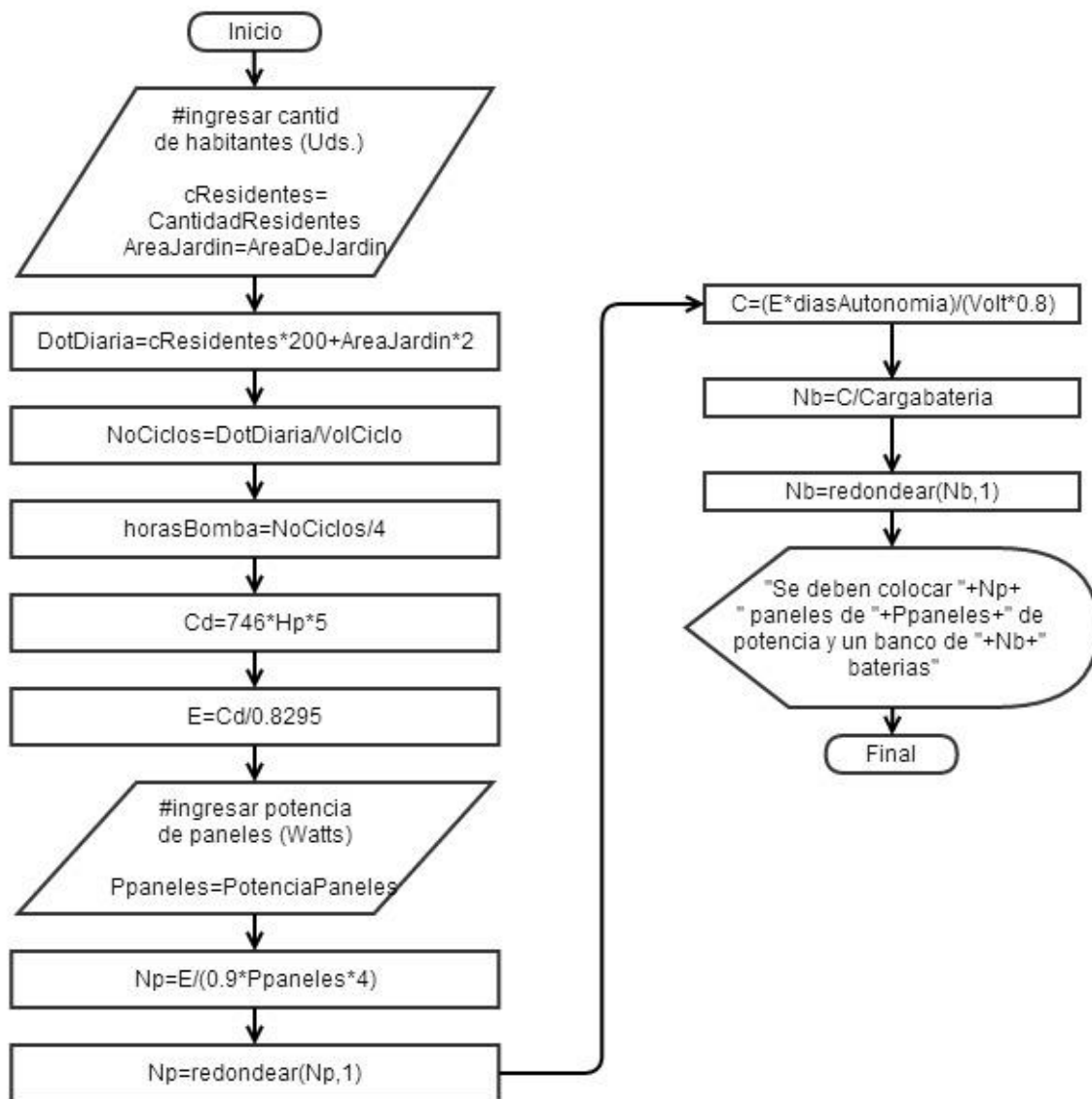
(Fuente Propia, 2013)

## C. ALGORITMOS.

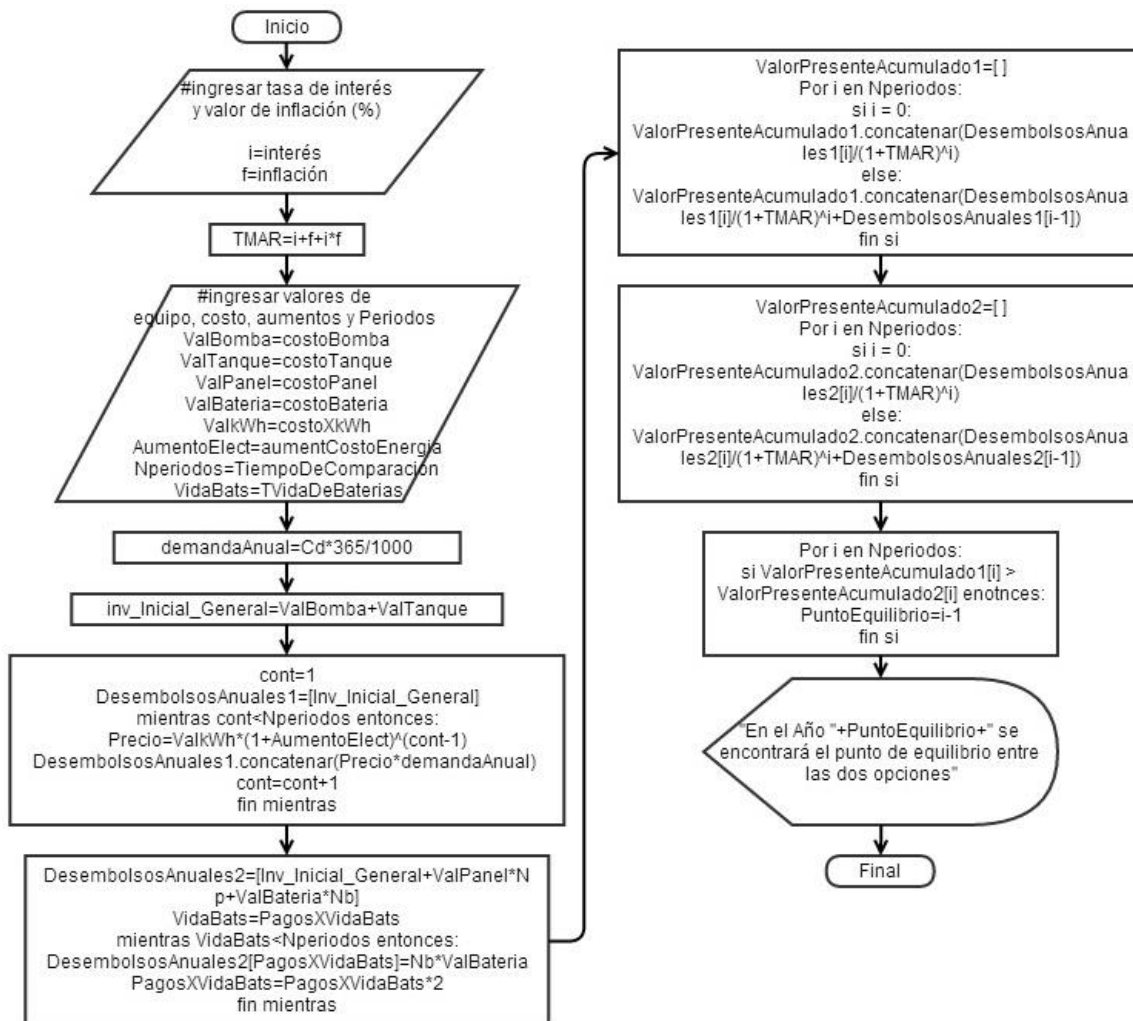
### 1. ALGORITMO DE DISEÑO DE BOMBEO TRADICIONAL.



## 2. ALGORITMO DE DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.



### 3. ALGORITMO DE ANÁLISIS FINANCIERO ENTRE AMBOS PROYECTOS.



## IV. DISCUSIÓN

---

En el presente trabajo de investigación en modalidad de tesis se llevó a cabo un marco teórico y conceptual para obtener los conocimientos y datos necesarios para realizar un análisis comparativo entre dos sistemas de alimentación de energía para un sistema de abastecimiento de agua potable de una vivienda de dos niveles.

En el marco conceptual se determinaron los elementos y accesorios que conforman la red de distribución de agua potable, la potencia necesaria para el sistema de bombeo y, a través de esta información se determinó la demanda energética para suplir la misma. Debido a los altos grados de contaminación generados por la producción de energía eléctrica comercial (a partir de la quema de búnker), se ha hecho necesario buscar alternativas que sean amigables con el ambiente pero que se mantengan a un costo accesible o incluso más rentable que los sistemas convencionales. Se desarrolló este trabajo de investigación con el objetivo de comprobar la factibilidad de utilizar un sistema fotovoltaico para suplir la demanda de una bomba que funciona para la vivienda de dos niveles mencionada anteriormente.

Como parte de este proceso, se estimaron los costos de inversión inicial y gastos fijos del sistema de energía eléctrica comercial (con base en los datos de la empresa eléctrica), determinando el valor presente acumulado durante la vida útil del proyecto, la cual es de 20 años limitados por la vida útil de la bomba a utilizar. Por otro lado, también se estimaron los costos del sistema fotovoltaico (inversión inicial y baterías a comprar cada 5 años). Como puede verse en el apartado 4 del análisis financiero, se graficaron los valores presentes acumulados para los dos sistemas, encontrando el punto de equilibrio alrededor de los 12 años de vida del proyecto.

La conclusión a priori podría ser que la alta inversión inicial no se justifica porque el tiempo de recuperación está muy cerca del final de la vida útil del proyecto en sí, sin mencionar que es un periodo de tiempo muy poco atractivo; sin embargo, hay otros

factores involucrados en este resultado que deben tomarse en cuenta a través de un análisis más profundo.

Es necesario considerar que se propuso un sistema de generación de energía eléctrica individual para la vivienda en análisis; esto se hizo en el presente trabajo para simplificar el análisis comparativo; sin embargo, es posible pensar que si se tuviera un sistema fotovoltaico que supla a varias viviendas (4 o más), los costos podrían distribuirse entre las viviendas involucradas, obteniendo resultados más favorables. Este análisis está fuera de los alcances del presente trabajo.

La inversión inicial para el sistema alimentado por energía eléctrica comercial se asumió nula por considerarse que el proyecto, al estar ubicado en la ciudad capital, tendría acceso inmediato a la red existente; sin embargo, entre las ventajas del sistema fotovoltaico está que el mismo puede instalarse en lugares con difícil acceso a la energía eléctrica (es decir, donde las instalaciones de energía eléctrica llegarían a ser muy costosas), de modo que en algunos casos particulares podría realizarse el análisis y determinar que, en efecto, resultaría más rentable utilizar esta alternativa.

Otra de las ventajas del sistema fotovoltaico es su baja tasa de contaminación, lo cual lo hace muy atractivo para inversión a gran escala, buscando reducir la producción de gases de efecto invernadero. Aunque Guatemala aún se encuentra lejos de llegar a preferir este sistema por encima de otros, es posible imaginar que en el futuro y a través de una mayor comercialización de las celdas fotovoltaicas, el precio de las mismas mejorará considerablemente, disminuyendo así la inversión inicial y permitiendo que el período de retorno de la misma sea más corto y, por lo tanto, más rentable.

Independientemente del análisis financiero obtenido en este trabajo de graduación, es importante señalar que la importancia de probar alternativas energéticas como esta radica más bien en los altos niveles de emisión de gases tóxicos que afectan tanto a los países desarrollados como en vías de desarrollo, contaminando los cuerpos de agua y alterando la salud de las personas. Viéndolo a gran escala, la utilización de energía “limpia” o “verde” tiene una implicación ambiental mucho más relevante que la económica, de

modo que es posible afirmar que, si bien la rentabilidad del proyecto no es tan atractiva, el impacto que llegaría a generar es suficiente como para justificar la inversión.

## V. CONCLUSIONES

---

- Se desarrolló un sistema hidroneumático de suministro de agua potable para una residencia de dos niveles; el mismo requiere de una bomba con una potencia de un caballo de fuerza (Horse Power) y un tanque con un volumen de 85 galones.
- Se determinó cuál es el sistema fotovoltaico capaz de alimentar el sistema hidroneumático previamente diseñado. el mismo consiste en 4 paneles de 260W, 12 V y 3.6 A y utiliza 8 baterías de 125 Ah y 12 V para permitir el funcionamiento autónomo del sistema durante dos días.
- En el análisis financiero preliminar se determinó que el periodo de retorno de la inversión inicial del sistema fotovoltaico, respecto a un sistema de suministro de energía eléctrica convencional, es de 12 años, muy cercano al final de la vida útil del proyecto de 20 años, de modo que se considera que la inversión no es rentable para las condiciones dadas.
- Se considera que en otras circunstancias, con un sistema de alimentación de energía a través de celdas fotovoltaicas que beneficien a varias viviendas, la alternativa de generación energética podría ser rentable en comparación con el sistema tradicional.
- Independientemente de los resultados del análisis financiero, el sistema fotovoltaico tiene un impacto ambiental es un elemento de juicio significativo en cuanto a la reducción de gases de efecto invernadero, de modo que su utilización es recomendable y, como tecnología limpia, necesario de implementar.
- Fue posible aislar el proceso de diseño del sistema de bombeo, de los requerimientos energéticos del mismo y de la celda fotovoltaica capaz de suplir dicho sistema, además del análisis financiero comparativo, en varios algoritmos que reflejan la facilidad de la obtención de estos datos.

## VI. RECOMENDACIONES

---

- Se recomienda considerar la posibilidad de implementar el sistema de generación de energía fotovoltaica para varias viviendas en lugar de una instalación individual, con el objetivo de reducir costos y crear un impacto mayor a través de la utilización de energía “limpia” en varios proyectos.
- Se recomienda la instalación de un sistema fotovoltaico en lugares remotos ya que este puede resultar muchas veces más factible que el uso de energía eléctrica comercial.
- Se recomienda el uso de sistemas fotovoltaicos en sistemas de bombeo de menor caballaje ya que estos no tienden a demandar mucha energía por lo que resulta más posible tener un punto de equilibrio más atractivo.
- Se recomienda que a la hora de calcular el número de paneles, se realice con varias opciones con respecto a la potencia, es más, podría ser un sistema que combine varios paneles de potencias diferentes para ajustarse más a la demanda del sistema. Esto con el fin de reducir el desembolso inicial ya que cada unidad de panel representa un monto importante.
- Se recomienda tomar muy en cuenta las opciones de baterías, ya que existe una amplia gama de baterías para aplicaciones fotovoltaicas en el mercado. El aumento o disminución en el costo de determinado tipo de baterías se asocia con mejores características como los son la vida útil más larga y poco o ningún mantenimiento. Por ello, a la hora de escoger las baterías de este tipo de sistemas resulta bastante comprometedor tanto en costo y características deseables como para la factibilidad o fracaso de un proyecto de esta naturaleza.

## VII. BIBLIOGRAFÍA

---

- Acosta Rubio, J. (1993). *Energía solar: utilización y aprovechamiento*. Madrid: Editorial Paraninfo, 137.
- AMSA. (2009). *División de Manejo de Desechos Líquidos*. Guatemala: AMSA.
- Benavent, J., Abellpan, A., & Figueres, E. (1999). *Electrónica de Potencia: Teoría y aplicaciones*. Valencia: Servicio de publicaciones.
- CNEE. (2013). *Boletín de Prensa Semestral - Ajuste Tarifario*. Guatemala: CNEE.
- Cobarg, C. C. (2001). *Energía solar - Bases y aplicaciones*. Madrid: Editorial Paraninfo.
- De Leon, N., & Angel, E. (2009). Estudio de prefactibilidad, para la implementación de energía solar, como alternativa energética, para la producción de agua caliente sanitaria, en centros de salud tipo B, San Miguel Ixtahuacán, San Marcos. *Universidad de San Carlos de Guatemala*, 241.
- Díaz, O. M. (2005). Diseño de un sistema fotovoltáico residencial con capacidad para venta de energía a la red de distribución. *Universidad de San Carlos de Guatemala*, 135.
- Dickson, D. (2003). *Tecnología alternativa*. Barcelona: Editorial Blume.
- DURMAN. (2001). Catálogo de productos. *ISO 9001*, 62.
- España, M. d. (2002). Código Técnico de la Edificación, sección HE5 Energía solar Fotovoltáica. *Ministerio de Fomento de España*.
- INFOM - UNEPAR. (1997). *GUÍA PARA EL DISEÑO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE A ZONAS RURALES*. Guatemala.
- Juster, F. (1997). *Las células solares*. Madrid: Editorial Paraninfo.
- Juster, F. (1997). *Las células solares*. Madrid: Editorial Paraninfo.

- Manning, P. (2009). With green power comes great responsibility. *Sydney Morning Herald*, 220.
- Meseguer, A., & Mellibocsky, F. (2010). El enigma de Osborne Reynolds. *INVESTIGACION Y CIENCIA*, 69.
- Ministerio de Energía y Minas, D. G. (2012). *Guia del Subsector Electrico y de las Energias Renovables*. Guatemala: MEM.
- Nandwani, S. S. (2005). Energia Solar - Conceptos basicos y su utilizacion. *Ph.D.*, 26.
- O'Grady, P. (2010). SES, Tessera debut new solar plant in Peoria. *Phoenix Business Journal*, 134.
- Rodriguez, M. A. (2004). *Instalaciones sanitarias para edificios. Quinta Edición*. Madrid: Ed. Dossat. S.A. Plaza de Santa Ana.
- Runyon, J. (2011). Solar Shakeout Continues: Stirling Energy Systems Files for Chapter 7 Bakruptcy. *renewableenergyworld.com*, 53.
- Ruo, H. (2001). Energía solar - aplicaciones practicas. *Valencia: Editorial Marcombo*.
- Solar, C. d. (2000). La energia solar: aplicaciones practicas. *Sevilla: Promotora General de Estudios*.
- STA-RITE INDUSTRIES, a. (2004). *Dealer Product Catalog*. Delavan.
- Universidad de Puerto Rico en Aguadilla. (1998). Instrucciones para la instalación de baterias tubulares de Plomo. *Manual de Instalacion*, 16.
- Velarde, S. S., Fernández, S. J., & Blanco, E. M. (1994). *Sistemas de Bombeo*. Asturias: Universidad de Oviedo.
- Viedma, A. (2004). INTRODUCCIÓN A LAS MÁQUINAS HIDRAULICAS. *HIDRAULICA APLICADA*, 63.
- Wisconsin Technical Data. (2013). *Engineering Manual*. Wisconsin: Delavan.

# VIII. ANEXOS

## ANEXO A.

Velocidad medida en ft/seg. Las pérdidas en pies (ft) de cabeza de agua por cada 100 ft. de tubería.

GPM	½"		¾"		1"		1 ¼"		1 ½"		2"		2 ½"		3"		3 ½"		4"	
	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.	Vel.	Pérd.
2	2.10	3.47	1.20	0.89																
4	4.23	12.70	2.41	3.29	1.49	1.01	0.86	0.27	0.63	0.12										
6	6.34	26.80	3.61	6.91	2.23	2.14	1.29	0.57	0.94	0.26	0.57	0.09								
8	8.45	46.10	4.82	11.80	2.98	3.68	1.72	0.95	1.26	0.45	0.77	0.16	0.52	0.05						
10	10.60	69.10	6.02	17.90	3.72	5.50	2.14	1.44	1.57	0.67	0.96	0.24	0.65	0.08	0.43	0.03				
12			7.22	24.90	4.46	7.71	2.57	2.02	1.89	0.94	1.15	0.37	0.78	0.11	0.52	0.05				
15			9.02	37.60	5.60	11.80	3.21	3.05	2.36	1.41	1.50	0.51	0.98	0.17	0.65	0.07	0.49	0.03		
18			10.80	50.90	6.69	16.50	3.86	4.28	2.83	1.99	1.72	0.70	1.18	0.24	0.78	0.10	0.58	0.04		
20			12.00	63.90	7.44	19.70	4.29	5.21	3.15	2.44	1.01	0.86	1.31	0.29	0.87	0.12	0.65	0.05	0.51	0.03
25					9.30	30.10	5.36	7.80	3.80	3.43	2.50	1.28	1.63	0.43	1.09	0.18	0.81	0.08	0.64	0.04
30					11.15	41.80	6.43	10.80	4.72	5.17	2.89	1.80	1.96	0.61	1.30	0.25	0.97	0.11	0.77	0.06
35					13.02	55.90	7.51	14.70	5.51	6.91	3.35	2.40	2.35	0.81	1.52	0.33	1.14	0.10	0.89	0.08
40					14.88	71.40	8.58	18.80	6.30	8.83	3.82	3.10	2.68	1.03	1.74	0.43	1.30	0.19	1.02	0.10
45					16.70		9.65	23.50	7.08	10.90	4.30	3.85	3.02	1.32	1.95	0.54	1.46	0.24	1.15	0.13
50							10.72	28.20	7.87	13.30	4.78	4.65	3.35	1.56	2.17	0.65	1.62	0.29	1.28	0.16
55							11.78	33.80	8.66	16.00	5.26	5.55	3.69	1.88	2.39	0.74	1.70	0.34	1.41	0.19
60							12.87	40.00	9.44	18.60	5.74	6.53	4.02	2.19	2.60	0.90	1.95	0.40	1.53	0.22
65							13.92	46.70	10.23	21.60	6.21	7.56	4.36	2.53	2.82	1.02	2.00	0.47	1.66	0.25
70							15.01	53.10	11.02	24.90	6.69	8.64	4.69	2.91	3.04	1.21	2.27	0.54	1.79	0.30
75							16.06	60.60	11.80	28.20	7.17	9.82	5.03	3.33	3.25	1.41	2.32	0.60	1.91	0.34
80							17.16	68.20	12.69	32.00	7.65	11.10	5.36	3.71	3.49	1.54	2.60	0.69	2.04	0.38
85							18.21	77.00	13.38	35.30	8.13	12.50	5.70	3.81	3.69	1.66	2.62	0.76	2.17	0.42
90							19.30	84.00	14.71	39.50	8.61	13.80	6.03	4.61	3.91	1.92	2.92	0.85	2.30	0.47
95									14.95	43.70	9.08	15.30	6.37	5.07	4.12	2.04	2.93	0.96	2.42	0.53
100									15.74	47.90	9.56	16.80	6.70	5.64	4.34	2.33	3.25	1.03	2.55	0.57
110									17.31	57.30	10.50	20.20	7.37	6.81	4.77	2.82	3.57	1.25	2.81	0.69
120									18.89	67.20	11.50	23.50	8.04	7.89	5.21	3.29	3.99	1.45	3.06	0.80
130									20.46	78.00	12.40	27.30	8.71	8.79	5.64	3.81	4.22	1.68	3.31	0.93
140									22.04	89.30	13.40	31.50	9.38	10.50	6.08	4.32	4.54	1.93	3.57	1.07
150									23.60		14.30	35.70	10.00	12.00	6.51	4.93	4.87	2.19	3.82	1.23
160											15.30	40.40	10.70	13.60	6.94	5.54	5.19	2.47	4.08	1.37
170											16.30	45.10	11.40	16.00	7.36	6.25	5.52	2.75	4.33	1.53
180											17.20	50.30	12.10	16.80	7.81	6.58	5.85	3.07	4.60	1.70
190											18.20	55.50	12.70	18.60	8.24	7.28	6.17	3.39	4.84	1.88
200											19.10	60.60	13.40	20.30	8.68	8.36	6.50	3.73	5.11	2.06
220											21.00	72.40	14.70	24.90	9.55	10.00	7.14	4.45	5.62	2.44
240											22.90	85.50	16.10	28.70	10.40	11.80	7.79	5.22	6.13	2.91
260											24.90	99.20	17.40	33.00	11.30	13.70	8.44	6.07	6.64	3.28
280													18.80	38.10	12.20	15.70	9.09	6.95	7.15	3.85
300													20.10	43.20	13.00	17.90	9.74	7.90	7.66	4.37
320													21.60	48.40	13.90	20.10	10.40	8.88	8.17	4.93
340													22.90	54.50	14.80	22.50	11.00	9.96	8.58	5.50
360													24.20	60.20	15.60	24.90	11.70	11.00	9.10	6.15
380													25.60	66.70	16.50	27.70	12.30	12.20	9.59	6.58
400													26.80	73.30	17.40	30.60	13.00	13.40	10.10	7.52
450															19.50	36.70	13.90	16.70	11.49	9.31
55															21.70	46.10	16.20	20.30	12.60	11.30
550															23.90	55.00	17.90	24.30	13.00	13.50
600															26.00	64.40	19.50	28.50	15.10	15.80

\*Los datos mostrados fueron calculados de la formula de Hazen & Williams  $H = \frac{3.023 V^{1.852}}{C^{1.852} D^{4.867}}$  usando C=150. Agua a 60°F (16°C).

Donde H= Perdida de altura por friccion (ft), V= velocidad del fluido (ft/seg), D= diametro de tubería (ft), C = coeficiente de rugosidad de tubería.



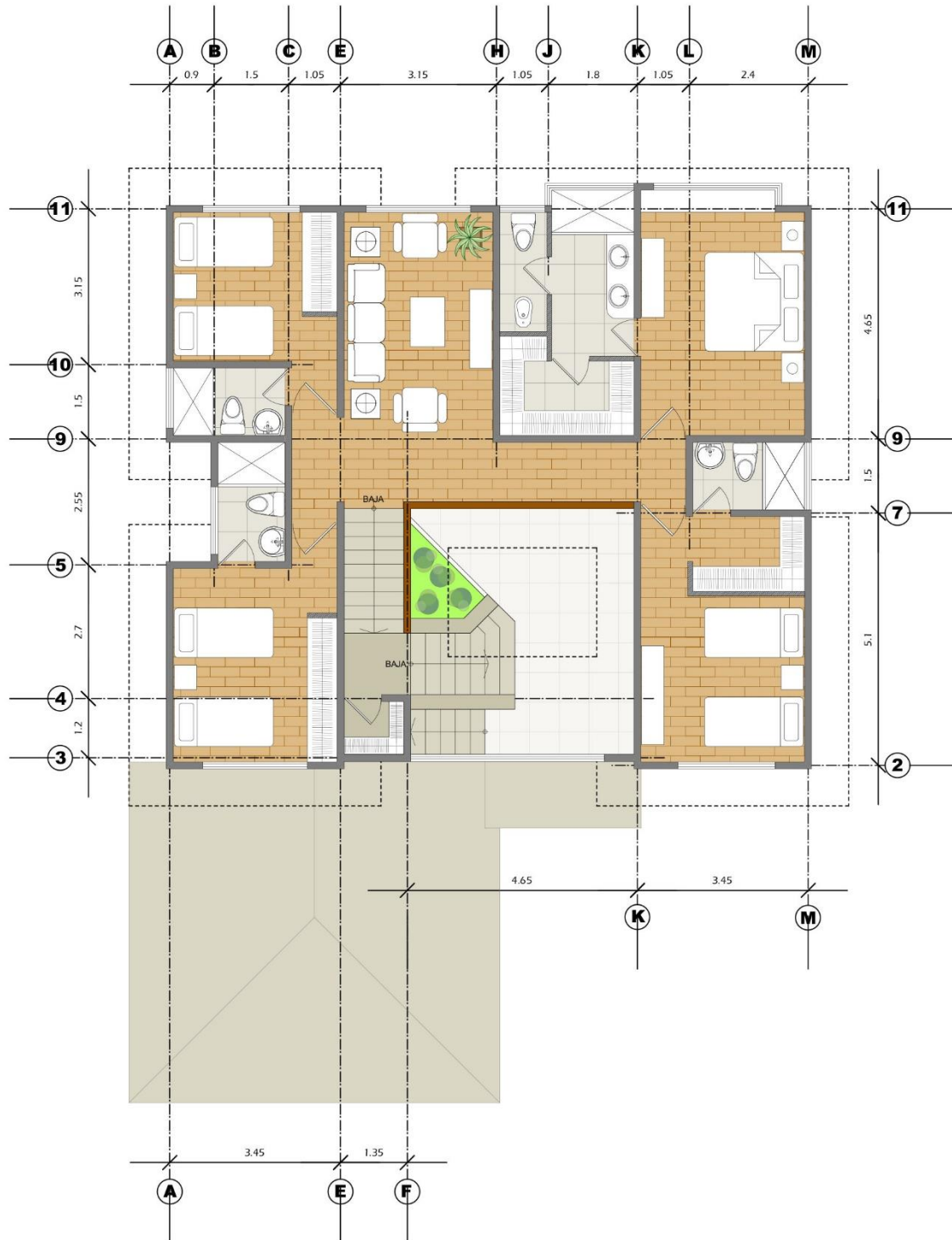
PROYECTO:  
**CASA 2**  
 PROPIETARIO:  
 --

PLANO:  
**PLANTA BAJA AMOBLADA**

ESCALA:  
 1:125

DIBUJO:  
**MAGENSTUDIO**

FECHA:  
 MAYO, 2012



PROYECTO:  
CASA 2

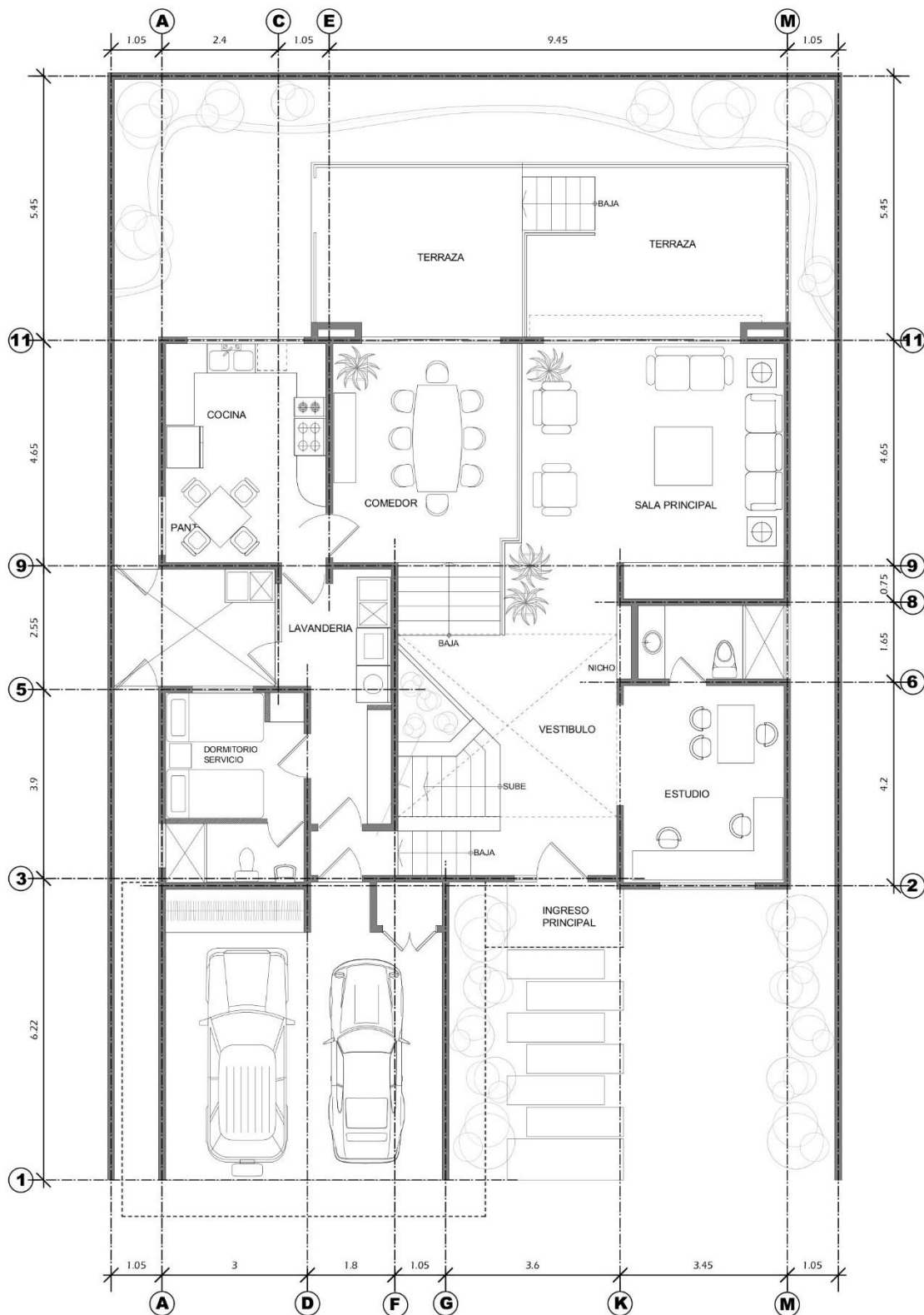
PROPIETARIO:  
--

PLANO:  
PLANTA ALTA AMOBLADA

ESCALA:  
1:125

DIBUJO:  
MAGENSTUDIO

FECHA:  
MAYO, 2012



PROYECTO:  
CASA 2

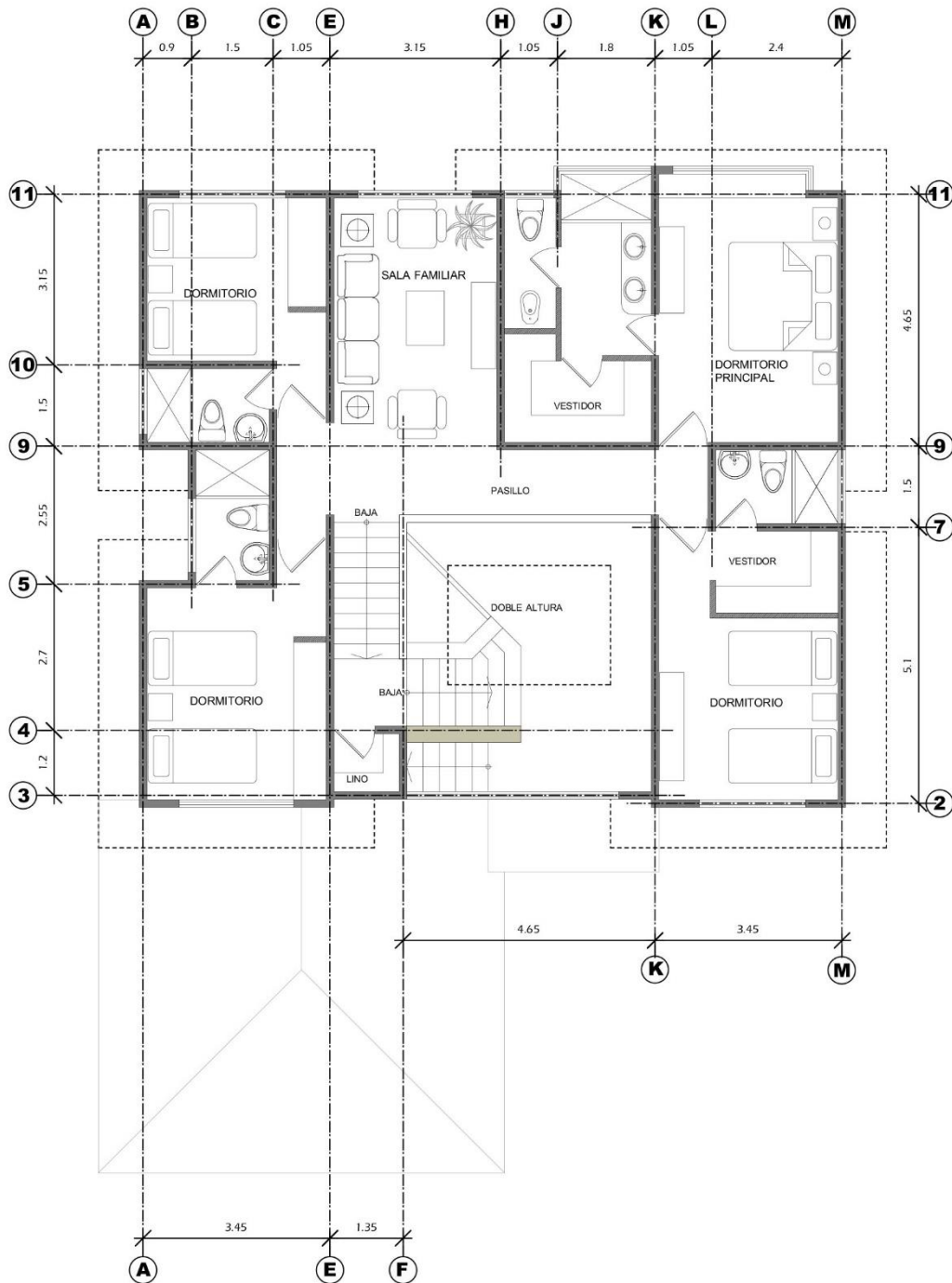
PROPIETARIO:  
--

PLANO:  
PLANTA BAJA ACOTADA

ESCALA:  
1:125

DIBUJO:  
MAGENSTUDIO

FECHA:  
MAYO, 2012



PROYECTO:  
CASA 2

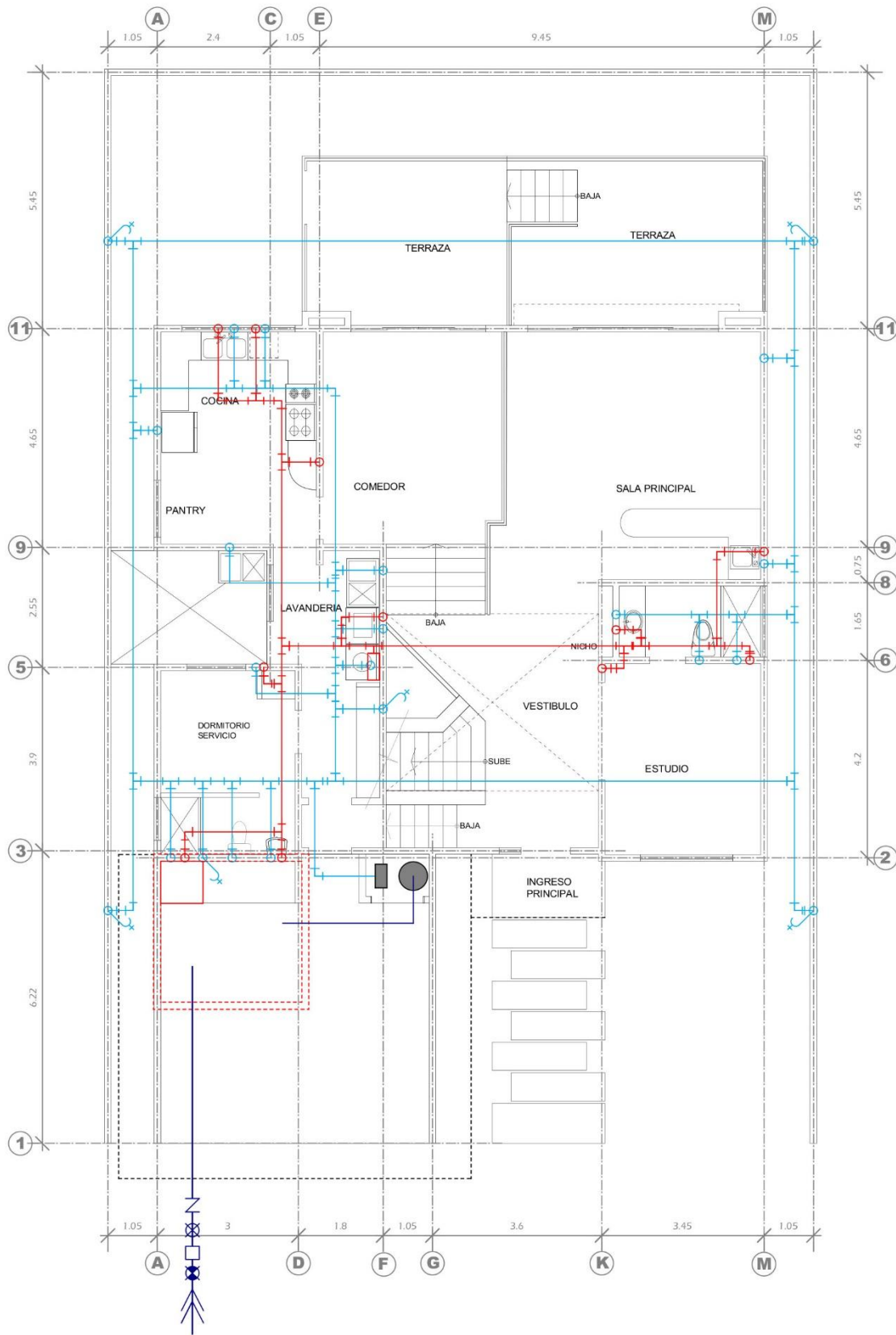
PROPIETARIO:  
--

PLANO:  
PLANTA ALTA ACOTADA

ESCALA:  
1:125

DIBUJO:  
MAGENSTUDIO

FECHA:  
MAYO, 2012



PROYECTO:  
CASA 2

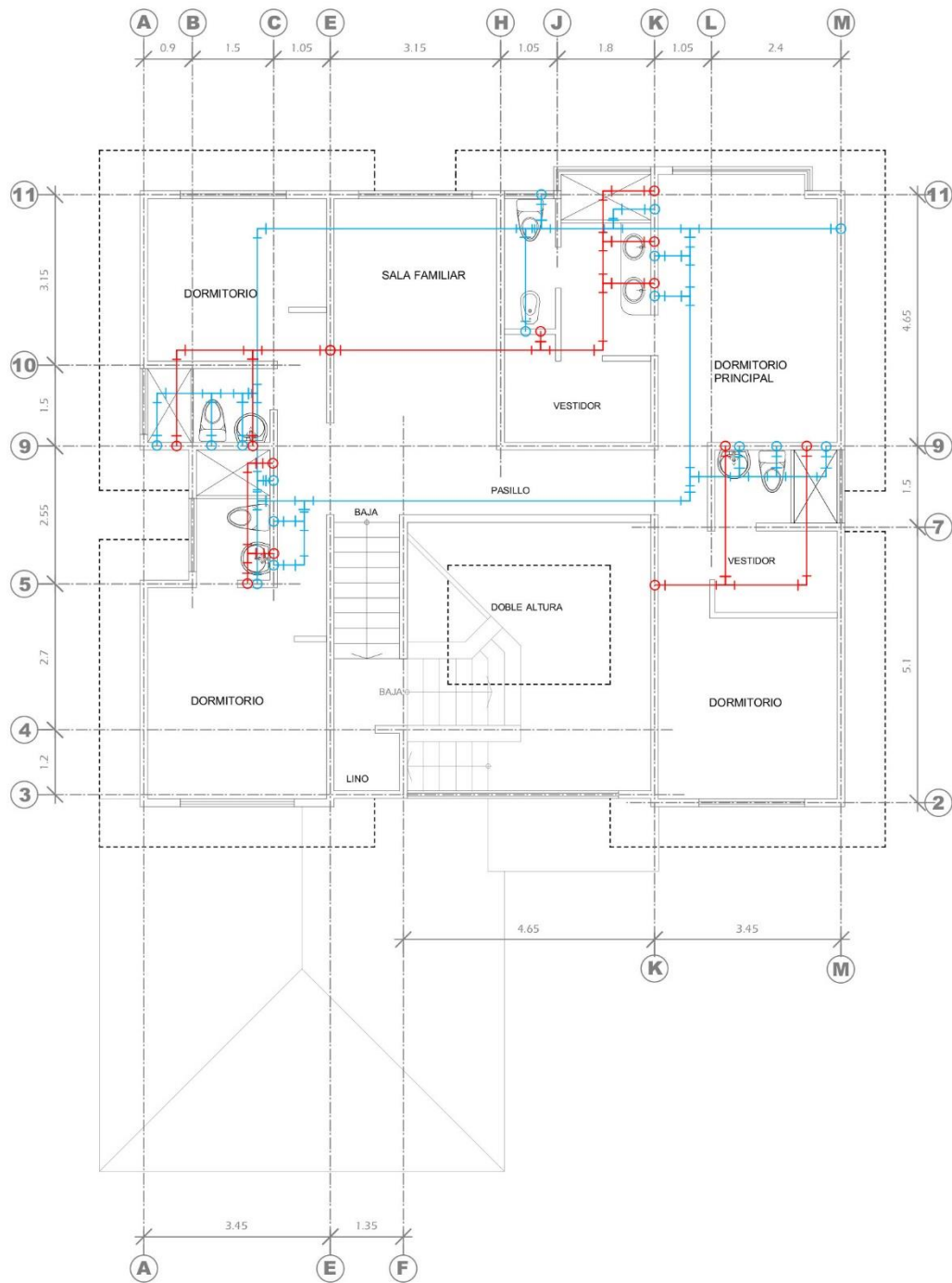
PROPIETARIO:  
--

PLANO:  
PLANTA BAJA AGUA POTABLE

ESCALA:  
1:125

DIBUJO:  
MAGENSTUDIO

FECHA:  
MAYO, 2012



PROYECTO:  
CASA 2

PROPIETARIO:  
--

PLANO:  
PLANTA ALTA AGUA POTABLE

ESCALA:  
1:125

DIBUJO:  
MAGENSTUDIO

FECHA:  
MAYO, 2012



# self-priming cast iron shallow well jet pumps

## OUTLINE DIMENSIONS

**HNC**

Cat. No.	L	B
HNC	18.7	7.1
HND	21.3	7.0
HNE	22.4	8.0

**HND and HNE**

Dimensions (in inches) are for estimating purposes only.

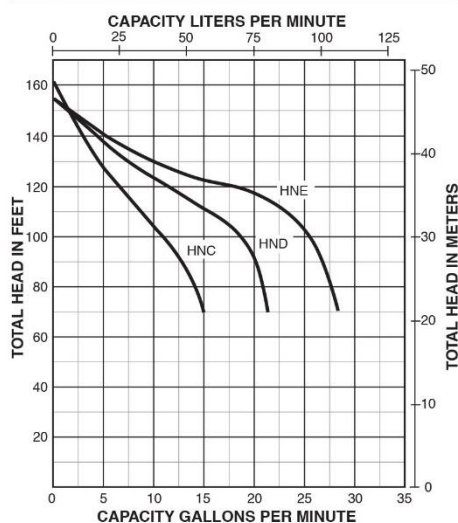
## PUMP PERFORMANCE (Capacity in Gallons Per Minute)

Catalog Number	HP	Disch. Pressure PSI	Dynamic Suction Lift					Shut-Off Pressure PSI
			5'	10'	15'	20'	25'	
HNC	1/2	30	15.0	13.0	11.6	8.7	6.9	70
		40	12.5	11.4	10.1	8.2	6.8	
		50	8.0	6.8	6.1	4.8	3.5	
HND	3/4	30	21.4	19.1	16.5	13.3	9.5	67
		40	20.8	18.7	15.8	13.2	9.3	
		50	13.5	11.6	10.1	7.4	2.4	
HNE	1	30	28.5	25.0	21.4	17.4	12.6	67
		40	28.3	24.4	21.0	17.2	12.3	
		50	21.5	18.3	10.9	3.1	1.6	

Pump will operate at all depths shown, with pressure switch set at 30-50 PSI. Tested and rated in accordance with Water Systems Council Standards.

**NOTE:** Pumps installed with a PRO-Source™ tank require a 100 PSI relief valve. Pumps installed with a conventional tank require a 75 PSI relief valve. Relief valve must be capable of relieving entire flow of pump at relief pressure.

## PUMP PERFORMANCE



**2.31 FT. OF HEAD = 1 PSI  
1 FT. OF HEAD = .433 PSI**



## FIBREWOUND PRESSURE TANKS



## PRO-Source series

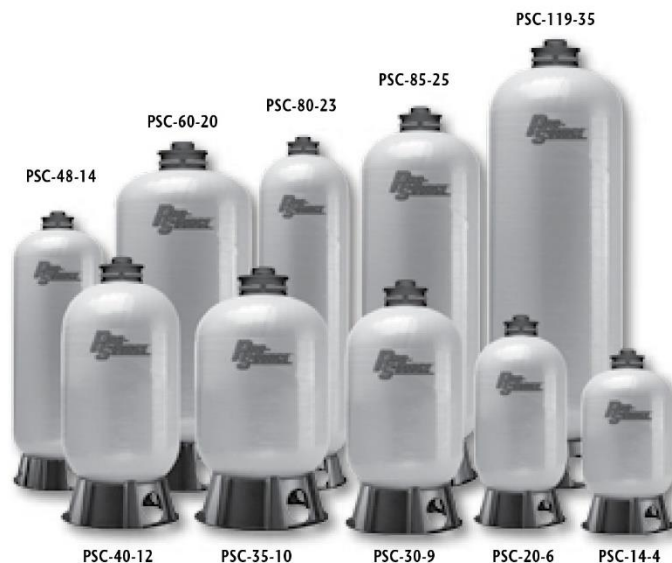
# PRO-SOURCE™

► **Built Tough... for Quality** – Every PRO-Source™ composite tank utilizes a durable, FDA approved air cell which is resistant to chlorine and will not promote taste or odor problems associated with iron bacteria that may be present in the water supply.

► **Built Tough... for Durability** Each tank is wrapped with more than three miles of over-lapping, continuous fiberglass strands, sealed with high grade epoxy resin, then oven cured. Tough composite construction means longer lasting tanks that will not rust, corrode, dent or scratch.

► **Built Tough... for Easy Installation and Service**

Not only is composite construction tougher, it's also more lightweight—as little as half the weight of steel tanks. Installation is faster, easier and can be handled by one person. Repairable with the tank installed.



## ordering information

Catalog Number	Tank Capacity Gal./Liter	Tank Diameter Inch / cm	Tank Height Inch / cm	Discharge Tapping Inch / cm	Water Yield Per Pump Cycle Pressure Switch Setting		
					20-40 Gal./Liter	30-50 Gal./Liter	40-60 Gal./Liter
PSC-14-4	14 / 52.9	16 / 41	28.2 / 71.6	1 / 2.5	5.3 / 20.6	4.5 / 17.0	3.9 / 14.7
PSC-20-6	20 / 75.7	16 / 41	34.1 / 86.6	1 / 2.5	7.2 / 27.2	6.1 / 23.0	5.3 / 20.0
PSC-30-9	30 / 113.5	16 / 41	46.3 / 117.6	1 / 2.5	10.8 / 40.8	9.1 / 34.4	7.9 / 29.9
PSC-35-10	35 / 132.4	21 / 53	34.8 / 88.4	1.25 / 3.1	12.8 / 48.4	10.8 / 40.8	9.4 / 35.5
PSC-40-12	40 / 151.4	16 / 41	59.0 / 149.9	1 / 2.5	14.7 / 55.6	12.5 / 47.3	10.8 / 40.8
PSC-48-14	48 / 181.6	21 / 53	43.6 / 110.7	1.25 / 3.1	17.2 / 65.1	14.6 / 55.2	12.6 / 47.6
PSC-60-20	60 / 227.1	24 / 61	44.4 / 112.8	1.25 / 3.1	21.9 / 82.9	18.5 / 70.0	16.1 / 60.9
PSC-80-23	80 / 302.8	21 / 53	65.5 / 166.4	1.25 / 3.1	29.1 / 110.1	24.6 / 93.1	21.3 / 80.6
PSC-85-25	85 / 321.7	24 / 61	57.2 / 145.3	1.25 / 3.1	31.7 / 119.9	26.8 / 101.4	23.2 / 87.8
PSC-119-35	119 / 450.4	24 / 61	75.4 / 191.5	1.25 / 3.1	43.8 / 165.8	37.0 / 140.0	32.0 / 121.1

Maximum Operating Pressure = 125 PSI.

Maximum Internal Water Temperature: 120°F (49°C). Maximum Ambient Air Temperature: 120°F (49°C)

Distance from base to center line of connection is 2-1/4" (5.7 cm)\*.

\*1-3/4" (4.4 cm) for 16" diameter tanks

Allow 12" (30.5 cm) for service clearance.

Certified to ANSI/NSF 61, Drinking Water System Components

In order to provide the best products possible, specifications are subject to change.

Aermotor® is a registered trademark of Pentair Water. PRO-Source™ is a trademark of Pentair Water.

## FIBREWOUND PRESSURE TANKS



### PRO-Source series

**Durable Composite Construction** – A rugged one-piece molded, inner-liner of premium high-density polyethylene.

- ▶ Miles of continuous overlapping fiberglass strands, sealed with oven cured epoxy make the outer-shell impervious to rust, dents, and ultra-violet rays. No paint to scratch and touch-up.

**Air Cell** – The air cell is molded from durable and extensively tested butyl.

- ▶ Butyl is resistant to chlorine.
- ▶ Butyl will not support iron bacteria growth that may be present in the water supply.
- ▶ PRO-Source composite fibrewound pressure tank assembly is classified to ANSI/NSF Standard 61 for water system components.

**Tank Base** – Rigid molded ABS is the sturdiest composite base on the market. Corrosion- and impact-resistant. Base rotates 360° for ease-of-service hook-up.

**Replaceable Air Cell** – With the tank installed. Air cell access is via a top mount design. Generous and accessible air cell opening facilitates easy removable and re-installation of replacement air cell (with the professional contractor in mind).

**Stainless Steel Service Connection** – 300 grade, the professional's choice

In order to provide the best products possible, specifications are subject to change.

### application

Use wherever pressurized tanks are needed in water systems applications.

### specifications

Inner Liner – One-piece high-density polyethylene

Outer Shell – Fiberglass-wound, oven-cured, and epoxy resin sealed

Exclusive Air Cell – Heavy gauge butyl, meets Water Quality Association standards

Base – Rotatable base

Service Connection – Stainless steel, 300 grade

In order to provide the best products possible, specifications are subject to change.

### tank sizing rule



Size tank for one gallon of drawdown for each gallon per minute at pump capacity.

EXAMPLE: For a 1 HP, 20 GPM unit pumping 20 gallons per minute on a 30-50 pressure switch setting, the properly sized PRO-Source™ tank is a PSC-85-25, which has a 26.8 gallon drawdown.

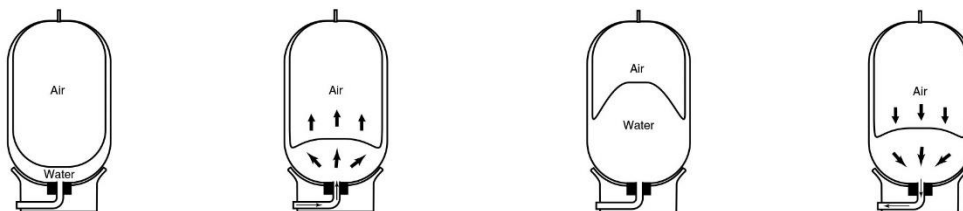
# FIBREWOUND PRESSURE TANKS



## PRO-Source series

### operating cycle

- 1. PRO-Source™ composite tank is nearly empty** – air cell is fully expanded
- 2. Water is pumped into tank** – air in cell is compressed
- 3. Pump-up cycle is complete** – air is now compressed to "cut off" setting of pressure switch
- 4. Water is drawn from tank** – pressure in air cell provides water as needed, until tank is empty and cycle repeats



### tank selection chart

Pump GPM	System Pressure Switch Setting – PSI					
	20-40		30-50		40-60	
	Run Times					
	1 Minute	2 Minute	1 Minute	2 Minute	1 Minute	2 Minute
5	PSC-20-6	PSC-35-10	PSC-20-6	PSC-35-10	PSC-20-6	PSC-35-10
7.5	PSC-30-9	PSC-48-14	PSC-30-9	PSC-48-14	PSC-30-9	PSC-60-20
10	PSC-35-10	PSC-60-20	PSC-35-10	PSC-60-20	PSC-40-12	PSC-85-25
12.5	PSC-40-12	PSC-60-20	PSC-48-14	PSC-85-25	PSC-48-14	PSC-85-25
15	PSC-48-14	PSC-85-25	PSC-60-20	PSC-119-35	PSC-60-20	PSC-119-35
20	PSC-60-20	PSC-119-35	PSC-85-25	PSC-85-25	PSC85-35	PSC-85-25 (2)
30	PSC-85-25	PSC-85-25 (2)	PSC-119-35	PSC-119-35 (2)	PSC-119-35 (2)	PSC-119-35 (2)
50	PSC-85-25 (2)	PSC-119-35 (3)	PSC-85-25 (2)	PSC-119-35 (3)	PSC-119-35 (2)	PSC-119-35 (3)

NOTE: Drawdown will be affected by operating temperature of the system, accuracy of the pressure switch and gauge, the actual precharge pressure, and rate of fill.

### drawdown volume multiplier\* (approximate)

Pump Off Pressure PSI	Pump Start Pressure – PSI							
	10	20	30	40	50	60	70	80
20	0.26							
30	0.41	0.22						
40		0.37	0.18					
50		0.46	0.31	0.15				
60			0.40	0.27	0.13			
70			0.47	0.35	0.24	0.12		
80				0.42	0.32	0.21	0.11	
90				0.48	0.38	0.29	0.19	0.10
100					0.44	0.35	0.26	0.17

\*Utilize this chart if proper selection cannot be made using tank selection chart. Drawdown based on Boyle's Law.

**Procedure:**

- Identify drawdown multiplier relating to specific application.
- Insert multiplier (X) into the following formula:
 
$$\frac{\text{Pump GPM} \times \text{Min Run Time}}{\text{Multiplier (X)}} = \text{Minimum Tank Capacity Required}$$
- Refer to "Ordering Information" Table – Max. Capacity Gals.